

Ing. Jörg Meiche

Photovoltaiksysteme im Brandüberschlagsbereich von Glasfassaden

Eine Kosten-Nutzenanalyse

DIPLOMARBEIT



**Fakultät Wirtschaftswissenschaften
Diplomstudiengang Wirtschaftsingenieurwesen**

Eingereicht im Jänner 2011

Erstprüfer: Prof. Dr. Johannes N. Stelling

Zweitprüfer: Prof. Dr. Andreas Hollidt

Vorgelegte Arbeit wurde verteidigt am: 15.04.2011

INHALTSVERZEICHNIS

1	EINLEITUNG UND PROBLEMSTELLUNG	5
1.1	Ausgangssituation	5
1.1.1	Europäische Bauproduktenrichtlinie (Harmonisierung)	5
1.1.2	Energieeffizienz im öffentlichen Bau	6
1.1.3	Einsatz von photovoltaischen Bauprodukten	9
1.2	Zielsetzung	9
1.2.1	Nutzung von alternativen Energien	9
1.2.2	Energie- und emissionsneutrale Gebäude	10
1.3	Erläuterung der Vorgehensweise	11
2	GRUNDLAGEN FÜR DIE INTEGRATION PHOTOVOLTAISCHER APPLIKATIONEN IN DEN BRANDÜBERSCHLAGSBEREICH VON GLASFASSADEN	12
2.1	Die Gebäudehülle	12
2.1.1	Die moderne Gebäudehülle	12
2.1.2	Arten von Glasfassaden	14
2.1.2.1	Bauweisen	15
2.1.2.2	Konstruktionsarten	17
2.2	Photovoltaiksysteme	21
2.2.1	Funktionsprinzip der Zellen: Sonneneinstrahlung	22
2.2.2	Wirkungsraum Mitteleuropa / Österreich	24
2.2.3	Zusammenstellung von PV Modulen	27
2.2.3.1	Siliziumzelltypen	27
2.2.3.2	Sonstige PV-Zellarten	30
2.2.3.3	PV-Module	32
2.2.4	Anordnung und Verschaltung von Zellen und Modulen zu PV-Generatoren bei der Gebäudeintegration	35
2.2.4.1	Strom / Spannungskennlinie	35
2.2.4.2	Serien und Parallelschaltung	38
2.2.4.3	Einfluss der Beschattung	38
2.2.5	Solarwechselrichter	39
2.2.6	Anschlussboxen, Kabel und Überspannungsableiter	41
2.3	Brandschutz	42
2.3.1	Lebensrettung und Fluchtwege	42
2.3.2	Brandverhalten	43
2.3.3	Brandüberschlag	44
2.3.4	Brandschutznormen und Klassen	45
3	ANFORDERUNGEN AN GEBÄUDEHÜLLE UND INTEGRIERTE PV- MODULE	51

3.1 Aufgaben der vertikalen Gebäudehülle	51
3.1.1 Heizen / Kühlen / Belüften	51
3.1.2 Tageslichtnutzung mittels Glasfassaden	52
3.1.3 Brandtechnische Aufgaben der vertikalen Gebäudehülle	52
3.2 Aufgaben der in Glasfassaden integrierten Photovoltaikmodule nebst Zubehör	56
3.2.1 Energiebereitstellung	56
3.2.2 Das PV Modul als architektonisches Designelement	58
3.2.3 Brandschutztechnische Aufgaben	59
4 GEBÄUDEINTEGRIETE PHOTOVOLTAIK IM FASSADENBAU	61
4.1 Integrationsprinzip in Glasfassaden	61
4.2 Integrationsarten	61
4.2.1 Semitransparente Ausführung in Glasfassaden	61
4.2.2 Opake PV-Paneelausführung im Fassadenbau	65
4.3 Brandtechnische Zusatzmaßnahmen	70
4.3.1 Zusatzmaßnahmen im PV-System	70
4.3.2 Zusatzmaßnahmen in der Glasfassade	72
5 ERMITTLUNG VON KOSTEN UND ERTRÄGEN	74
5.1 Kosten für gebäudeintegrierte PV-Anlagen	74
5.1.1 Aufteilung der Investitionskosten auf die Einzelbestandteile	74
5.1.1.1 Modulkosten	75
5.1.1.2 Installationsmaterial	80
5.1.1.3 Kosten für den oder die Wechselrichter	81
5.1.1.4 Montagekosten	81
5.1.1.5 Planungs- und Dokumentationskosten	82
5.1.2 Betriebskosten von fassadenintegrierten PV-Anlagen	82
5.1.2.1 Reinigungsarbeiten	82
5.1.2.2 Wartungs- und Reparaturarbeiten	83
5.1.2.3 Versicherungskosten	83
5.2 Erträge durch gebäudeintegrierte PV-Anlagen	83
5.2.1 Energieerträge	83
5.2.1.1 Strompreisentwicklung	83
5.2.1.2 Berechnung des Energieertrages	85
5.2.2 Nutzung der BIPVs für Marketing und Werbung	86
5.2.3 CO ₂ -Einsparung und Emissionshandelserträge	87
5.3 Synergieeffekte und mögliche Antagonismen	88
5.3.1 Tageslichtnutzung	88
5.3.1.1 Entfall von transparenten Flächen zur Tageslichtnutzung	88
5.3.1.1 PV-Module als Beschattungs-Installation	90

5.3.2 Substitution von Fassadenbauteilen durch PV-Module	91
6 BREAK EVEN ANALYSE	94
6.1 Lebensdauer	94
6.1.1 Technische und wirtschaftliche Lebensdauer	94
6.1.2 Degradation der Zellen	95
6.2 Rentabilität fassadenintegrierter PV-Anlagen	96
6.2.1 Point of Break Even	96
6.2.2 Amortisationsrechnung	96
6.2.2.1 Historische Rechenbeispiele ohne Brandanforderungen	97
6.2.2.2 Theoretische Rechenbeispiele mit Brandanforderung	99
7 ZUSAMMENFASSUNG	104
7.1 Ergebnisse	104
7.1.1 Nachweis der Rentabilität der BIPV im Brandüberschlagsbereich von Glasfassaden	104
7.1.2 Gesamtgebäudeenergieeffizienz	105
7.1.3 Schaffung der Vision des „Green Building“	106
7.2 Maßnahmen	107
7.2.1 Ganzheitliche energetische Analyse	107
7.2.2 Prüfzyklen durchlaufen	107
7.2.3 Massenproduktion von Standardbauteilen	108
7.3 Resümee und Schlusswort	109
ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	110
ABBILDUNGSVERZEICHNIS	111
LITERATURVERZEICHNIS	114
ANHANG I	117
ANHANG II	121

Erklärung

Ich erkläre, dass ich die vorliegende Arbeit selbständig und nur unter Verwendung der angegebenen Literatur und Hilfsmittel angefertigt habe.



Salzburg, Dezember 2010

Ing. Jörg Meiche

Seite 4 von 125

1 EINLEITUNG UND PROBLEMSTELLUNG

1.1 Ausgangssituation

1.1.1 Europäische Bauproduktenrichtlinie (Harmonisierung)

Im Jahre 2010, also kurz nach - oder wie viele Stimmen behaupten - noch mitten in der letzten Finanz-Wirtschaftskrise, ist ein geeinter und starker europäischer Markt wichtiger als je zuvor. Das jahrelange Zusammenwachsen der europäischen Märkte und vor allem die Währungsunion stärken die Handlungsfähigkeit im ständigen Kampf gegen Inflation und fallende Konjunktur.

Dieser geeinte europäische Wirtschaftsraum benötigt eine einheitliche Basis in der Gesetzgebung, also gleiche Spielregeln für die partizipierenden Wirtschaftstreibenden. Die europäische Union kommt dieser Aufgabe heute mit dem Beschluss von allgemein gültigen Richtlinien nach und gibt so die Richtung vor. Darüber hinaus gibt es noch die drei großen europäischen Normungsorganisationen (CEN, CENELEC, ETSI), welche die Standardisierung europäischer Produkte vorantreiben.

Dieser Vorgang der Vereinheitlichung der gesetzlichen Maßnahmen und Richtlinien wird Harmonisierung genannt.

Die Harmonisierung der national teilweise sehr unterschiedlichen Regelwerke erfolgt langsam aber stetig, und jährlich wird eine Vielzahl an Richtlinien und Verordnungen vom Rat der Europäischen Union beschlossen, welche sich, nur wenige Jahre später, bereits in der nationalen Legislative niederschlagen (können).

Ausgangspunkt oder Anstoß der für diese Arbeit wesentlichen harmonisierten Regelwerke war die Europäische Bauproduktenrichtlinie, die „Richtlinie des Rates vom 21.12.1988 zur Angleichung der Rechts- und Verwaltungsvorschriften der Mitgliedstaaten über Bauprodukte (89/106/EWG)“, folgend nur mehr BPR genannt, beschlossen bereits vor gut 20 Jahren vom Rat der damaligen Europäischen Gemeinschaft.

Darin wird zum Thema Brandschutz im ANHANG I unter Punkt 2 vorgegeben, dass neben dem Erhalt der Tragfähigkeit und dem Schutz von Menschenleben auch die Ausbreitung des Feuers im oder auf andere Gebäude zu begrenzen sei.¹

Daraus resultieren letztendlich die Brandüberschlagsbereiche in der Außenhülle europäischer Gebäude, welche, wie im weiteren Verlauf dieser Arbeit beschrieben, für die aktive Erzeugung von Energie genutzt werden sollen.

¹ Vgl. Richtlinie des Rates vom 21.12.1988 zur Angleichung der Rechts- und Verwaltungsvorschriften der Mitgliedstaaten über Bauprodukte (89/106/EWG)

Auch Energieeinsparung und Wärmeschutz werden in dieser Richtlinie im selben Anhang als wesentliches Element unter Punkt 6 geregelt. Hier heißt es erstmals: „Das Bauwerk... muss derart entworfen sein, dass... der Energieverbrauch bei seiner Nutzung gering gehalten und ein ausreichender Wärmekomfort der Bewohner gewährleistet wird.“²

Im Jahre 1993 beschlossen wir – die europäischen Staaten - bereits unser eigenes „kleines Kyoto-Abkommen“ mit folgender Veröffentlichung: „Europäische Richtlinie zur Begrenzung der Kohlendioxidemissionen durch eine effizientere Energie-Nutzung 93/76/EWG“³.

Eine effizientere Nutzung der uns zur Verfügung stehenden Energie war also beschlossene Sache und sollte nun in den Mitgliedsländern möglichst rasch umgesetzt werden.

Im Bauwesen wurde nach dem Millennium aufgrund des hohen Energieverbrauches moderner Gebäude auf europäischer Ebene noch einmal nachgelegt. Es entstand die Europäische Richtlinie über die Gesamtenergie-Effizienz von Gebäuden 2002/91/EG

1.1.2 Energieeffizienz im öffentlichen Bau

Aktuell werden in Bauwerken und Gebäuden rund 40 % des Weltgesamtennergieverbrauches verbraucht⁴. Nicht einmal der hinsichtlich seiner Notwendigkeit oftmals umstrittene Güter- und Personentransport verbraucht eine derartig hohe Menge an Energie wie das Betreiben von den Gebäuden, in denen wir täglich schlafen, arbeiten oder unsere Freizeit zubringen.

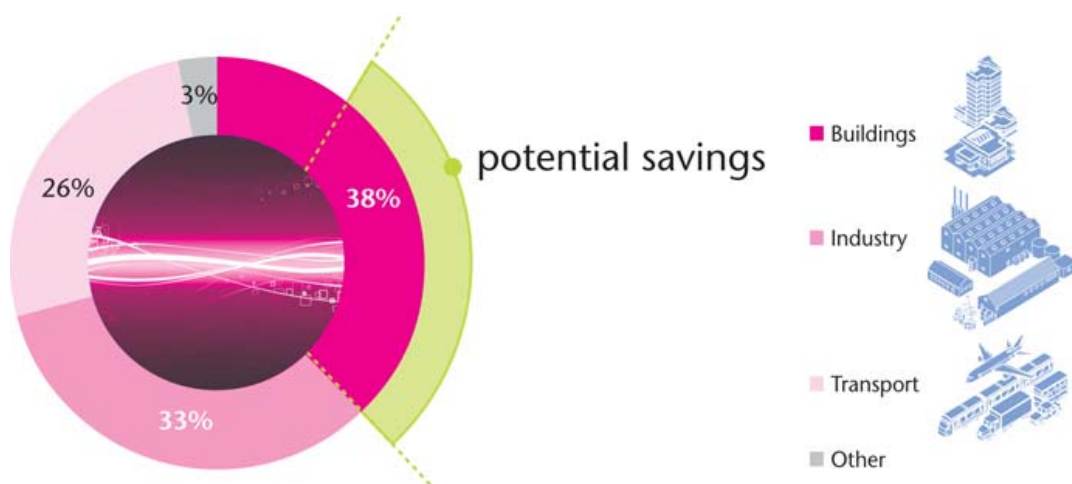


Abb. 1 Aufteilung des Weltenergieverbrauches

² Vgl. Bauproduktenrichtlinie (89/106/EWG)

³ Vgl. Europäische Richtlinie zur Begrenzung der Kohlendioxidemissionen durch eine effizientere Energie-Nutzung 93/76/EWG“

⁴ Vgl. World Business Council for Sustainable Development(WBCSD), Energy Efficiency in Buildings: Transforming the Market

Dieser Zustand ist wegen steigender Energiepreise und technologischer Möglichkeiten, die uns in die Lage versetzten, Bauwerke zu planen und auszuführen, die ohne Zulieferung von Energie betrieben werden können, nicht sehr wirtschaftlich, ja geradezu ineffizient!

Unter Effizienz verstehen wir in diesem Zusammenhang eine Art Wirkungsgrad, welcher es uns ermöglicht den Input eines Systems mit dem Output zu vergleichen.

Das Wort „effizient“ ist positiv behaftet, spricht man z.B. von einem „effizienten System“, dann meint man bezüglich der Wirtschaftlichkeit, dass der notwendige Input dem resultierenden (gewünschten) Output durchaus entspricht!

Bezogen auf die Energieeffizienz des Gebäudes ist der Output die Erfüllung der Gesamtheit aller Anforderungen an das Gebäude durch seine Nutzer: beginnend mit einem behaglichen Raumklima zu jeder Jahreszeit, eine entsprechende Raumlüftung und dem damit verbundenen Austausch der Atemluft, bis hin zur Gewährleistung der Beleuchtung des Klingelschildes und vielerlei anderer Aufgaben.

Den Input wiederum stellt die erforderliche Menge an Energie dar, die zur Erfüllung oben genannter Anforderungen benötigt wird, sei es nun in Form von Rohstoffen, die beispielsweise in einem Diesel-Aggregat verbrannt werden oder bereits energetisch gewandelter Energie, die in Form von elektrischem Strom dem Gebäude zugeliefert wird und einfach und praktisch aus der Steckdose bezogen werden kann.

Grundsätzlich sollte bei derartigen energetischen Betrachtungen zwischen bestehenden und noch auszuführenden Gebäuden unterschieden werden:

- Bestehende Gebäude

Im Sinne der Energieeffizienz von bestehenden Gebäuden ist der gewünschte Output, also die funktionale Nutzung entsprechend der Widmung, relativ konstant. Durch die Verbesserung des energetischen Verhaltens der Nutzer kann die Menge der notwendigen Energie nur geringfügig beeinflusst werden. Eine Steigerung der Effizienz kann nur durch eine Sanierung (siehe auszuführende Gebäude) oder durch das Senken des Inputs erfolgen. Hierzu muss das System (das bestehende Gebäude) selbst optimiert werden, indem man es durch das Hinzufügen entsprechender Installationen in die Lage versetzt, selbst zusätzliche Energie zu produzieren, um somit den nötigen Input zu senken. (Aktive Steigerung)

- Auszuführende Gebäude

Bei Gebäuden, die sich noch vor oder ganz am Beginn der Planungsphase befinden, gibt es mehrere Möglichkeiten die Energieeffizienz zu steigern. Grundsätzlich sollte die Planung alle energiesparenden Maßnahmen berücksichtigen. Hierbei geht es hauptsächlich um eine klimagerechte Wärmedämmung (Kälte­dämmung) sowie um die Verwendung einer energieoptimierten Haustechnik (passive Steigerung).

Es kann also einerseits der geforderte Output optimal erfüllt werden, ja es besteht sogar die Möglichkeit die Performance des Gebäudes noch zu steigern, während andererseits der notwendige Energiebedarf des Gebäudes bereits im Vorhinein reduziert werden kann. Die Planungsphase ist die wichtigste Phase bei der Entstehung eines energetisch optimierten Gebäudes.

Natürlich lassen sich bei noch auszuführenden Gebäuden ebenfalls aktive Zugewinne erzielen, indem energieerzeugende Komponenten vorgesehen werden. (Aktive Steigerung)

Eine Steigerung der Energieeffizienz lässt sich also sowohl durch das Hinzufügen von Komponenten zur Energieerzeugung als auch im Zuge einer Sanierung bzw. gleich bei der Gebäudeplanung realisieren.

Leider ist dieser Vorgang aktuell immer (noch) mit relativ hohen Kosten behaftet, sodass bekanntlich mit entsprechend hohen Amortisationszeiträumen zu rechnen ist.

Diese Tatsache lässt vor allem im privaten Bausegment die Unternehmung von Zusatzmaßnahmen, im Sinne einer energetischen Optimierung, trotz diverser Förderungsmodelle (meist) unattraktiv erscheinen.

Im öffentlichen Bau oder bei der Errichtung/Sanierung von Firmengebäuden muss künftig aber mit anderen Maßstäben gerechnet werden, da sowohl die Betriebskosten (aufgrund des hohen Energiebedarfes und den damit verbundenen Kosten) explodieren, als auch von einer längeren Lebensdauer, bezogen auf die Gebäudenutzung, ausgegangen werden muss. Der Break Even, also die Amortisation der Zusatzinvestition hinsichtlich einer Energieoptimierung, könnte hier auch ohne zusätzliche Förderung rasch erreicht werden.

1.1.3 Einsatz von photovoltaischen Bauprodukten

Aufgrund der eben beschriebenen Situation kommen im öffentlichen Bau nur begrenzt photovoltaische Elemente zum Einsatz. Gerade die Verwendung im vertikalen Bereich ($90^{\circ} \pm 5^{\circ}$) des Gebäudes wird, bedingt durch den schlechteren Wirkungsgrad (schlechterer Einstrahlungswinkel als im Dachbereich sowie mögliche Beschattungen), kaum in Betracht gezogen. Dabei stellen die vertikalen Flächen den weitaus größeren Teil der Gebäudehülle und wären hinsichtlich der Wärmeverluste auch weniger anfällig als der Dachbereich! Wenn heute in der Vertikale Solarzellen verbaut werden, geschieht dies jedoch meist ausschließlich aus Marketing-Aspekten.

Hinzu kommen oft massive Bedenken bezüglich der komplexen Schnittstellen bei der Anwendung der Photovoltaik. Die Durchdringung der Außenhülle mit den stromführenden Kabeln, eine entsprechend witterungsbeständige Ausführung der Solar-Module und vor allem die Elektroinstallation nebst entsprechender Wartung durch die Haustechnik sind notwendige Anforderungen, die sich nur mit entsprechender Sorgfalt und Planung unter einen Hut bringen lassen. Ein reibungsloses Zusammenspiel der mechanischen und elektrischen Komponenten ist zurzeit leider nicht der Regelfall, eine ständige Verbesserung in diesem Bereich lässt sich aber über die letzten Jahre feststellen.

1.2 Zielsetzung

1.2.1 Nutzung von alternativen Energien

Ausgehend von den genannten europäischen Richtlinien stellt sich nicht nur die Frage, wie die vorhandenen Energien besser und effizienter genutzt werden können. In Zeiten steigender Energiepreise und bestehender Ressourcenknappheit hinsichtlich der üblichen Energieträger wie Öl und Erdgas stellt sich ferner die Frage, wie moderne Gebäude zukünftig mit alternativen Energien versorgt werden könnten, um den täglich Aufgaben der Gebäudetechnik wie dem Kühlen, Heizen und Belüften nachzukommen. Ziel ist es im Hochbau neue Wege und Lösungen aufzuzeigen, Synergien zu schaffen, um die notwendige Energiemenge zur Betreibung der Gebäude erstens zu reduzieren und zweitens die Bereitstellung dieser Energie in einem ganzheitlichen Konzept in die Gebäudeplanung integrierbar zu machen.

Jedes öffentliche Gebäude bietet, unabhängig von seiner Architektur und Struktur, eine Vielzahl von energetisch ungenutzten Flächen in seiner Außenhülle, welche tagsüber, größtenteils unbeschattet, der

Sonnenstrahlung ausgesetzt sind. Die Möglichkeiten diese erneuerbare Energie, die Kraft der Sonne, im Zuge der Realisierung von Gebäuden, von der Inbetriebnahme bis hin zum programmierten Ende der Nutzungsdauer und dem Abriss des Gebäudes, freizusetzen und für uns nutzbar zu machen, soll analysiert werden.

Die integrierte Photovoltaik - als semitransparentes Fassadenelement - ist oftmals kostengünstiger als herkömmliche funktionslose Bauelemente. Diesen Aspekt gilt es zu analysieren!

So könnten im Jahr 2020 bereits 60% aller PV-Anlagen direkt in Gebäuden und oder baulichen Anlagen integriert sein.⁵

Die Integration derartiger Installationen darf jedoch auf keinen Fall im Widerspruch zu den zuvor aufgelisteten Gebäude Richtlinien stehen. Besonderes Augenmerk liegt hierbei auf den brandtechnischen Anforderungen an die Gebäudehülle sowie deren Durchdringung durch die Anschlussverkabelungen bis hin zur Positionierung der notwendigen Wechselrichter und Transistoren.

1.2.2 Energie- und emissionsneutrale Gebäude

Energieneutrale Gebäude sind nicht nur energieautark, sie können, natürlich klimabedingt über den Verlauf des Jahres gemessen, auch noch Restmengen überschüssiger erneuerbarer, sauberer Energie für das Gemeinwohl zur Verfügung stellen. Abhängig von bestehenden Stromnetzen und Einspeisungsmöglichkeiten gibt es hierzu bereits viele erfolgreiche Modelle. Namentlich erwähnen möchte ich hierbei etwa das Test-Center der Firma Hydro Building Systems in Bellenberg (D)



Abb. 2 CAD Model WICONA Testcenter Bellenberg inkl. Tabelle Energiebilanz

⁵ Vgl. PV-Roadmap 2009 des BMVIT

Im Auftrag der Marke WICONA werden in diesem Gebäude Tests an Aluminium-Bausystem-Konstruktionen durchgeführt, eine Nutzung, die über ein normales Maß an benötigter Energie (z.B. der Nutzung als Bürogebäude) hinaus reicht. Dennoch werden jährlich bereits Gewinne erzielt, indem Energie ins deutsche Netz rückgespeist werden kann. Diese saubere Energie ist darüber hinaus nahezu emissionsfrei, also ohne zusätzliche Freisetzung von CO₂, erzeugt worden.

Über eine gesteigerte Energieeffizienz mittels der Nutzung von gebäudeintegrierter Energieerzeugung (z.B. durch Windkraft oder Photovoltaik) kann künftig nahezu jedes Gebäude energieneutral und im laufenden Betrieb emissionsfrei ausgeführt werden.

Natürlich schränkt das in gewissem Masse die Freiheit des Architekten / der Architektin bei der Gestaltung und Formgebung ein, jedoch muss gerade dieser Umstand als die architektonische Herausforderung unserer Zeit gesehen werden!

Jeder Bauherr hat ein natürliches Interesse am Amortisierungszeitraum seiner Investition, jeder Gebäudebetreiber ein natürliches Interesse am reibungslosen Ablauf des täglichen Betriebes, natürlich auch an der Gesundheit und Zufriedenheit der im Gebäude befindlichen Menschen, sei es nun die Angestellte im Management des Flughafens oder der liegende Patient in einem klimatisierten Zimmer des achten Stockwerk eines Krankenhauses.

Es ist also naheliegend diese Daten (Amortisationszeiträume für energetische Zusatzinvestitionen) greifbar zu machen.

1.3 Erläuterung der Vorgehensweise

In dieser Arbeit wird anhand bestehender Beispiele im öffentlichen Bau sowie aufgrund bekannter wissenschaftlicher Grundlagen hinsichtlich der Beschaffenheit von Gebäudehüllen sowie Photovoltaik-Bauelementen eine energetische Betrachtung von fassadenintegrierten PV-Anlagen in Brandüberschlagsbereichen angestrebt.

Das in den Kapiteln Grundlagen (Kapitel 2) und Anforderungen (Kapitel 3) übermittelte Basiswissen hinsichtlich der verschiedenen Gebäudehüllen, ihrer Funktionsweise und der brandtechnischen Aspekte im Bauwesen sowie die gesammelten Informationen über die Wirkungsweise und Ausprägung diverser am Markt erhältlicher Photovoltaik-Module und deren Einbindung in das Gebäude schafft die Voraussetzung für eine ausgiebige Analyse der Kostenstruktur und möglicher Synergieeffekte. Unter Berücksichtigung der aktuellen (Kosten-) Situation im Hochbau und der zukünftigen

Gestaltungsmöglichkeiten mittels einer energieoptimierten Einbindung erneuerbarer Energien wird das Einsparungspotential bei energieeffizienter Planung, sowohl von Kosten als auch von CO₂, erkennbar gemacht.

Darüber hinaus soll der komplexe Rechenansatz der Amortisationsrechnung von fassadenintegrierten photovoltaischen Anlagen mithilfe einiger Beispiele veranschaulicht werden. Es werden die möglichen Kosten und Erträge offengelegt, sodass für zukünftige Bauvorhaben bereits bei der Standortwahl des Gebäudes eine gute Prognose über die Energieeffizienz hinsichtlich eventueller Nutzung der Fassaden und im speziellen, der mit Brandlasten behafteten Bereiche eben dieser, als Energieträger im Sinne von gebäudeintegrierten Photovoltaikmodulen (künftig BIPV) geben lässt.

2 GRUNDLAGEN FÜR DIE INTEGRATION PHOTOVOLTAISCHER APPLIKATIONEN IN DEN BRANDÜBERSCHLAGSBEREICH VON GLASFASSADEN

2.1 Die Gebäudehülle

Die Gebäudehülle bildet die Schnittstelle zwischen dem Innen- und dem Außenbereich und besteht aus den Dachflächen, den Fassadenflächen und den erdberührenden Bodenflächen eines Gebäudes⁶.

Dächer werden zumeist opak, d.h. lichtundurchlässig, ausgeführt und eignen sich nicht nur aufgrund ihrer Neigung ohnehin hervorragend für die Integration oder die zusätzliche Montage von BIPVs. Dächer sind darüber hinaus nahezu immer frei von Brandlasten im Sinne des Brandüberschlages.

Die erdberührenden Flächen eignen sich hingegen denkbar schlecht für die Integration von photovoltaischen Applikationen.

Besonderes Augenmerk gilt in dieser Arbeit daher den vertikalen Fassadenflächen.

2.1.1 Die moderne Gebäudehülle

Die vertikale Gebäudehülle hat neben der Trennung von Außen- und Innenklima vorwiegende drei Aufgaben:

- Heizen
- Kühlen
- Lüften

Hinzu kommen architektonische Anforderungen sowie die Bereitstellung von Tageslicht für die Gebäudenutzer. Auch die Ausbreitung eines möglichen Brandes in oder über die Gebäudehülle soll verhindert oder zumindest eingeschränkt werden. (siehe Kapitel 3.1)

Hierbei stehen manche Aufgaben im Widerspruch zueinander.

Beispielsweise wäre eine Außenhülle komplett aus Beton bestehend aus brandtechnischer Sicht sicher die erstrebenswerteste Lösung. Für eine ausreichende Tageslichtnutzung und das Wohlbefinden der Nutzer ist das jedoch keine optimale Lösung, ich denke, man wird mir sicher zustimmen.

Die moderne Gebäudehülle muss sich demnach funktionell den Bedürfnissen der Bewohner anpassen. Es müssen also sowohl aus Gründen menschlichen Wohlbefindens als auch zur Tageslichtnutzung transparente Bereiche in der Außenhülle geschaffen werden.

⁶ Vgl. Hagemann, 2002, Seite 77

Mit dem Hintergrund der natürlichen Belüftung zur Frischluftnutzung bzw. der Voraussetzung von vorhandenen Fluchtmöglichkeiten für die Nutzer des Gebäudes ist es weiterhin unumgänglich auch offenbare Bauteile in der Gebäudehülle vorzusehen. Neben der Einhaltung der vorgeschriebenen bauphysikalischen Eigenschaften gilt es hierbei möglichst schnittstellenfrei und energieeffizient zu planen.

Einen komplexen Lösungsansatz zur Bewältigung dieser vielfältigen Aufgaben bieten Glasfassaden. Sie stellen, abhängig vom Außenklima, entsprechende Mengen an Tageslicht zur Verfügung und halten durch ihr gutes Dämmvermögen die Wärmeverluste in den Heizperioden gering. Bei entsprechender Beschattung sorgen sie ferner dafür, dass die mögliche Überhitzung durch die sommerliche Wärmeeinstrahlung in das Gebäude auf ein erträgliches Maß reduziert wird.

Ein kombinierter Sonnenschutz ist also notwendig, um trotz der transparenten Glasfassade in den wärmeren Monaten Kühlkosten einzusparen.

2.1.2 Arten von Glasfassaden

„Eine Fassade besteht in der Regel aus vertikalen und horizontalen, miteinander verbundenen, im Baukörper verankerten und mit Ausfachungen ausgestatteten Bauteilen, die eine leichte, raumabschließende, ununterbrochene Hülle bilden, die selbständig oder in Verbindung mit dem Baukörper alle normalen Funktionen einer Außenwand erfüllt.“⁷

Stand der Technik sind im Bereich der Außenhülle wärmetechnisch entkuppelte Fassaden, was bedeutet, dass die Innen- und Außenschale durch wärmedämmende Trennmaterialien voneinander entkuppelt werden. Die Innenschale bildet die statische Basis und leitet das Gesamtgewicht der Fassade in den Baukörper ab. Grundmaterialien für die Ausführung der Innenschale sind aktuell meist Aluminium, Stahl oder Holz. Die Außenschale dient immer zur mechanischen Sicherung der Füllungen und kann bei entsprechender konstruktiver Auslegung sogar entfallen.

Um die Vielfalt verschiedener Glasfassadentypen zu erfassen, muss man sowohl die Bauweise als auch die Ausprägung bzw. die verschiedenen Konstruktionsarten verstehen.

⁷ Vgl. FAECF Merkblatt CE.01 2004

2.1.2.1 Bauweisen

Grundsätzlich können Fassaden auf 2 Arten verbaut werden: als vorgehängte oder als eingestellte Fassade.

- Eingestellte / vorgehängte Fassade

Die Vorhangfassade wird wie der Name schon sagt vor den Decken und Wandungen des Gebäudes platziert, also vorgehängt. Sie verläuft vertikal über Stockwerks- und Gebäudedecken sowie eventuelle Brüstungen hinaus. Horizontal kann sie ebenfalls über die Gebäudewandung hinausragen, aber auch durch diese begrenzt bzw. abgeschlossen werden. Die eingestellte Fassade hingegen wird zumindest an ihrer Ober- und Unterseite durch die Geschossdecken abgeschlossen bzw. begrenzt.⁸

- Pfosten-Riegelfassade / Elementfassade

Eine weitere Unterscheidung hinsichtlich Bauweise kann aufgrund der Auslegung der Konstruktion in Bezug auf die Art und Weise der Montage getroffen werden. So unterscheidet man einerseits zwischen der Pfosten-Riegel- und andererseits der Elementbauweise.

Die Einzelteile der Pfosten-Riegelfassade werden in der Werkstatt vorgefertigt. Die Fertigstellung der Fassade geschieht jedoch größtenteils vor Ort, also auf der Baustelle. Es werden erst die einzelnen Pfosten (vertikale Bauteile) und dann in „Leiterbauweise“⁹ die horizontalen Riegel montiert, bevor das nächste vertikale Bauteil montiert wird. Erst nach Fertigstellen der Innenschale werden die Füllungen (Glas oder Paneele) integriert und anschließend am fertig zu stellenden Bauwerk mittels Andruckprofilen oder entsprechenden Ankern befestigt.

Der Vorteil der Elementbauweise ist der wesentlich höhere Vorfertigungsgrad der Glasfassade. Vom Hersteller werden große Fassaden-Elemente vorgefertigt, welche vor Ort nur mehr nebeneinander bzw. unter- oder übereinander montiert werden müssen und so die Außenhaut des Bauwerkes bilden. Es besteht die Möglichkeit die Ausfachungen bereits in der Werkstätte wetterunabhängig mit entsprechenden Füllungen zu versehen. Auch die schlagregendichte, füllungssichernde Außenschale der Fassade wird unabhängig von der späteren Einsatzhöhe bereits in der Werkstätte angebracht, das Element also vorab vollständig fertig gestellt.

⁸ Vgl. J.L.M Renckens 1997, Seite 50

⁹ Vgl. Schneider, Bruckner, Bölskey 2002, Seite 50

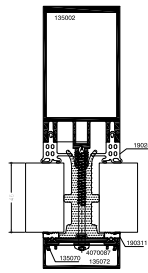
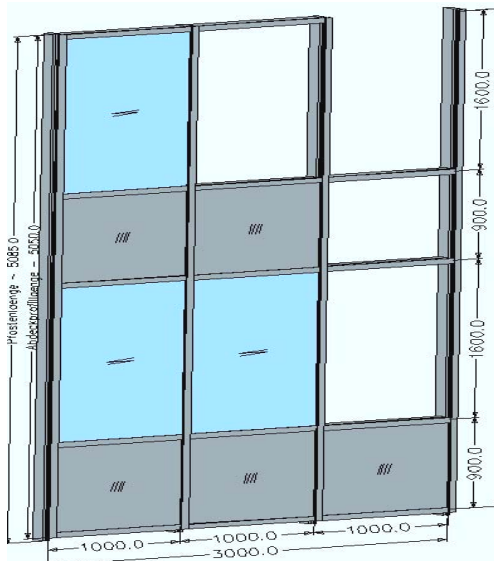


Abb. 3

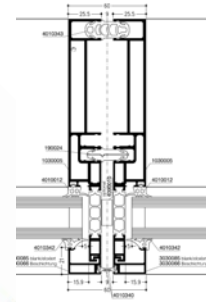


Abb. 4

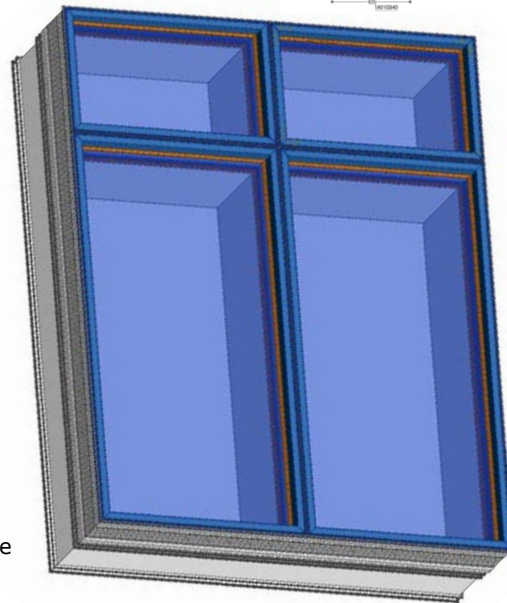


Abb. 3 CAD Model aus Wictop 3D: WICONA Pfosten-Riegel Fassade und Regelschnitt des Pfostenprofils

Abb. 4 CAD Model aus Inventor : WICONA Elementfassade und Regelschnitt des Pfostenprofils

Natürlich können diese Fassadenteile nicht beliebig groß vorgefertigt werden, da diese ja noch zur Baustelle transportiert werden müssen.¹⁰ Aktuell werden solche Elemente maximal etwa 3m x 4m groß hergestellt und transportfähig gelagert. Das Aneinanderkuppeln der vorgefertigten Elemente am Baukörper geht dann in der Regel sehr zügig voran und hält die Montagezeit und damit die Montagekosten einer Elementfassade sehr niedrig.

Jede der folgenden Konstruktionsarten kann sowohl als Element- als auch als Pfosten-Riegel Fassade und ein- oder vorgestellt ausgeführt werden.

¹⁰ Vgl. J.L.M Renckens 1997, Seite 57

2.1.2.2 Konstruktionsarten

- „Gewöhnliche“ einschalige Fassade (Warmfassade)

Die Warmfassade oder einschalige Fassade erhält ihren Namen durch die einschalige, nicht hinterlüftete Ausführung.¹¹ Die Trennung von Außen- und Innenklima erfolgt auf einer Ebene (Isolierglasebene), wobei die Fassade alle Funktionen der Außenwand übernimmt. Die einschalige Fassade kommt daher ohne einen gemauerten oder betonierten Parapethbereich aus und wurde aus diesem Grund historisch auch als „Echte Fassade“¹² bezeichnet. Der transparente Bereich kann von Geschoßdecke zu Geschoßdecke reichen, lediglich der Bereich vor der Geschoßdecke wird gewöhnlich opak gestaltet. Oftmals wird das darüber liegende Parapethfeld auch noch opak ausgeführt. Von außen entsteht so der Eindruck einer möglichen gemauerten Brüstung, die in die Vorhangfassade integriert wurde (siehe Kalt-Warm-Fassade), zusätzlich können aber die Vorteile der opaken Ausführung genutzt werden. (vgl. Kapitel 3.1)

Der Sonnenschutz kann bei einschaligen Fassaden an der Außenseite, inmitten des Isolierglases oder an der Innenseite der Fassade, angebracht werden, wobei der außenliegende Sonnenschutz den besten Wirkungsgrad hinsichtlich der Einstrahlungsreduzierung erreicht - und das auch bei eventuell geöffneten Fenstern. Der Vorteil der innenliegenden Anordnung liegt darin, dass man den Sonnenschutz keiner Witterung aussetzen muss.¹³



Abb. 5 Klinikum der Kreuzschwestern, Wels (Foto: Wicona)

¹¹ Vgl. Schneider, Bruckner, Bölskey 2002, Seite 52

¹² Vgl. J.L.M Renckens 1997, Seite 57

¹³ Vgl. Andrea Compagno 1999; Seite 93

- Kaltfassade

Unter Kaltfassade versteht man eine hinterlüftete und ungedämmte Außenhaut eines Gebäudes. „Sie funktioniert wie ein ästhetischer Regenmantel...“¹⁴ Die eigentliche Dämmung erfolgt an der inneren Schale, welche in der Regel aus gemauerten oder betonierten Wandungen besteht. Zur Nutzung von Tageslicht bzw. zur Gewinnung von Energie aus der Einstrahlung der Sonne weist die innere Schale entsprechende Öffnungen auf, welche jedoch durch ein eigenes, von der Kaltfassade nahezu unabhängiges, Fenstersystem geschlossen werden.¹⁵ Diese Konstruktionsweise wird vermehrt für Renovierung von Altbauten oder auch für die Verkleidung von Massivwänden angewendet. (siehe Kap. 2.4.3) Der Sonnenschutz wird analog der Warmfassade platziert, da der durchsichtige Teil ja als selbständiges Fenster verbaut wird.

- Kalt-Warm Fassade (Vorhangfassade mit Brüstungsanbindung)

Die Kalt-Warmfassade stellt die Verbindung von echter und unechter Fassade dar. Ausgehend von einem Bauwerk mit massivem Parapethbereich werden die Eigenschaften der kalten und der warmen Fassade kombiniert. So wird der massive Brüstungsbereich als Kaltfassade (hinterlüftet) und der transparente Fensterbereich als Warmfassade ausgeführt.¹⁶ Von außen besteht auch hier die Optik einer durchgängigen Fassade. Der Sonnenschutz kann hierbei im Zwischenraum der Innen- und Außenschale, also hinter der ungedämmten Kaltfassade, eingebaut werden, im geöffneten Zustand der Jalousie verläuft diese aber dann im opaken Bereich hinter der Innenschale, also im witterungsgeschützten Bereich der Fassade.

- Doppelschalige bzw. mehrschalige Fassade (Hinterlüftete Fassaden)

Die Doppel- oder mehrschalige Fassade zeichnet sich durch mehrere Trennebenen, also durch Aufteilung der Außenhaut in mehrere Schalen, aus. Die so geschaffenen Zwischenklimata erfüllen eine gewisse Pufferfunktion zwischen dem absoluten Innen- und Außenklima und lassen sich über verschiedene Parameter einstellen bzw. ansteuern.¹⁷

¹⁴ Vgl. J.L.M. Renckens, Seite 53

¹⁵ Vgl. Schneider, Bruckner, Bölskey 2002, Seite 52 f

¹⁶ Vgl. Schneider, Bruckner, Bölskey 2002, Seite 52 f

¹⁷ Vgl. Schneider, Bruckner, Bölskey 2002, Seite 52 f

Man differenziert zwischen Kasten- und vertikalen bzw. horizontalen Kanalfassaden. Diese Unterscheidung beruht darauf, ob die zwischen den Schichten verbauten Verbindungen (Paneele oder Gläser) zwischen Außen- und Innenhülle einen Kasten oder einen Kanal bilden. Sehr vorteilhaft ist bei der mehrschichtigen Ausführung die Möglichkeit den Sonnenschutz im witterungsgeschützten Zwischenraum zu platzieren und trotz Wetterbeständigkeit einen hohen Wirkungsgrad zu erzielen. Dieser hohe Wirkungsgrad der Beschattung bzw. Kühlung ist die Folge der Tatsache, dass die entstehende Energie, wenn der Sonnenschutz angestrahlt wird, nicht gleich den Innenraum erhitzt, sondern im Zwischenraum verbleibt oder dort sogar einer sinnvollen Nutzung zugeführt werden kann. Hierbei gibt es verschiedene Herangehensweisen:

Die einfachste der mehrschaligen Fassaden ist die **„Zweite Haut“ oder doppelschalige Fassade**. Sie kann vollständig verglast, also transparent, ausgeführt werden und besteht aus einer gedämmten Innenschale (Warmfassade), vor der im Abstand von ca. 20-100cm¹⁸ eine weitere ungedämmte Schale (Kaltfassade) verbaut wird. Bei vertikalen Kanalfassaden oder punktgehaltenen Doppelfassadensystemen kommt es durch kleine Öffnungen in der Außenhülle (oben und unten) aufgrund der möglichen Luftzirkulation zur natürlichen Belüftung (Konvektion) des Zwischenraumes.



Abb. 6 (oben) Vienna International Airport,
Schwechat Elementfassade
Abb. 7 (links) Nord LB Hannover, Germany

Das wirkt der Überhitzung im Sommer entgegen, trotzdem kann die gesamte transparente Fläche zur solaren Energiegewinnung

¹⁸ Vgl. Schneider, Bruckner, Bölskey 2002, Seite 52 f

genutzt werden. Bei der Ausführung als Kasten- oder horizontale Kanalfassade müssen diese Öffnungen für jedes Stockwerk geschaffen werden.

Die **Klima- oder Abluft-Fassade** hat die ungedämmte Ebene im Innenraum, also die Warmfassade auf der Außenseite. Durch kleine Öffnungen an der Oberseite der ungedämmten Innenschale wird die im Zwischenraum nahezu stehende Luft mit der Gebäude-Ventilation verbunden (dem Lüftungskreislauf zugeführt), wobei wieder Raumluft (durch Öffnungen an der Unterseite der Innenschale) angesaugt wird. So entsteht die Möglichkeit, die Abluft aus dem relativ großzügig zu gestaltenden Zwischenraum (mind. 15-20 cm)¹⁹ zur Wärmerückgewinnung zu nutzen, z.B. um frische Zuluft anzuwärmen. Allerdings wird bereits Energie aufgewendet, um die Ventilation zu erzeugen, eine rein natürliche Belüftung ist bei diesem Modell nicht möglich.

Die wohl komplexeste Fassadenlösung unserer Zeit ist die letzte der erwähnenswerten mehrschaligen Fassadentypen, die sogenannte **intelligente Fassade**. Ob als doppelschalige Fassade oder auch als Klimafassade angedacht, reagiert diese mehrschalige Fassadenausführung auf die Veränderungen im Außenklima und passt sich mithilfe von mechatronischen Komponenten entsprechend an.²⁰ Bei diesem Modell gilt es den besten Mix aus Energieeinsparung, behaglichem Raumklima, entsprechendem Frischluftanteil und ausreichender Beleuchtung herzustellen. Dabei können die notwendigen haustechnischen Applikationen bestenfalls bereits in der Fassade (also im Klimapuffer) angeordnet werden. Die dort aufgewendete Energie für Steuerung des Sonnenschutzes oder für den Betrieb der Lüftung sollte nach Möglichkeit auch gleich in der Fassade produziert werden.

- Structural Glazing (Nur-Glas-Fassade)

Der Vollständigkeit halber sei auch die Konstruktionsart als Nur-Glas-Fassade erwähnt. Sie unterscheidet sich von den anderen Fassaden lediglich durch eine durchgehende Glasfront an der Außenseite, deren Durchgängigkeit nicht von Befestigungselementen wie Glasankern oder Andruckleisten unterbrochen wird. Grundsätzlich lassen sich alle genannten Konstruktionsarten zusätzlich bzw. unabhängig von ihrer sonstigen Ausprägung auch als Structural Glazing Fassade ausführen.

¹⁹ Vgl. Schneider, Bruckner, Bölskey 2002, Seite 53

²⁰ Vgl. Schneider, Bruckner, Bölskey 2002, Seite 53

2.2 Photovoltaiksysteme

Den Ausgangspunkt zur Entwicklung photovoltaischer Systeme bilden die Solarzellen. Diese werden bis heute zumeist aus einem auf der Erde nahezu unerschöpflich vorhandenen Rohstoff erzeugt, aus Sand! Genauer betrachtet: aus Quarzsand (SiO_2) und dem darin enthaltenen Silizium. Das dem Sand in mehreren Aufbereitungsschritten entzogene Rohsilizium weist etwa 1-2% Verunreinigung auf und wird zu Reinstsilizium²¹ weiterverarbeitet, das wiederum den Ausgangsstoff für nahezu alle handelsüblichen Solarzellen darstellt. Bereits im Jahre 1998 waren über 99% der am Markt befindlichen Zellen aus Silizium hergestellt.²²

Diese zu PV-Modulen zusammengestellten Solarzellen wandeln die auftreffende Strahlungsenergie der Sonne direkt, ohne etwaige Schadstoffe (wie z.B. Kohlendioxidemissionen) freizusetzen, in die energetisch höchstwertigste und vielfältigste Energieform um: in elektrische Energie.²³

Ein funktionales Photovoltaiksystem besteht aus einem oder mehreren PV-Modulen mit entsprechenden Anschlussboxen sowie aus mindestens einem Wechselrichter, der den ankommenden Gleichstrom in netztauglichen Wechselstrom wandelt. Die genannten Komponenten werden entsprechend ihrer Auslegung und Anordnung mit geeigneten Kabeln und über einen entsprechenden Überspannungsschutz (Überspannungsableiterbox) miteinander verbunden. Zur vollständigen Funktionalität fehlt nun noch ein Verbraucher bzw. ein Speichermedium oder bestenfalls ein Netzanschluss und natürlich:

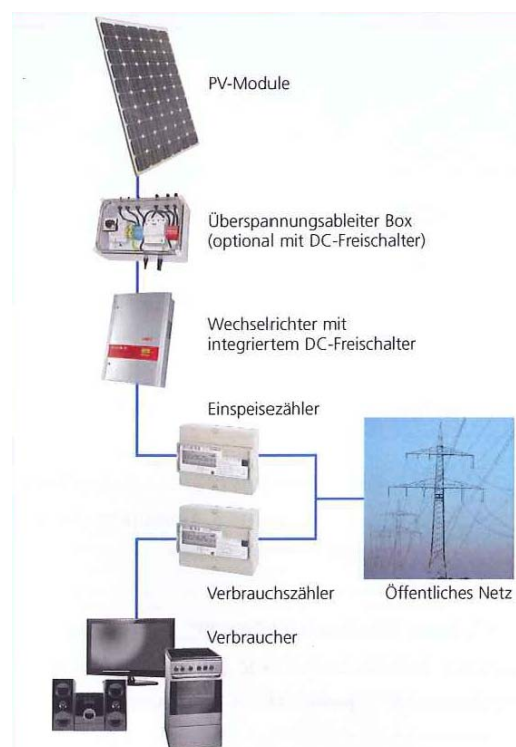


Abb. 8 PV-System (Fa. Schrack)

eine entsprechende Sonneneinstrahlung.

²¹ Vgl. <http://de.wikipedia.org/wiki/Solarzelle>, 19.10.2010

²² Vgl. Hagemann, 2002, Seite 36

²³ Vgl. OIB aktuell Heft 1/11 Jahrgang März 2010; Gerhard Dell, Seite 11

2.2.1 Funktionsprinzip der Zellen: Sonneneinstrahlung

Solarzellen erzeugen aufgrund der im Sonnenlicht enthaltenen Photonen oder Lichtquanten elektrische Energie. Trifft Licht auf die Zelle, dringen diese Photonen in die Zelle ein und werden absorbiert. Durch die Lichtabsorption werden im Inneren der Zelle nun Ladungsträger freigesetzt, welche letztendlich die nutzbare Energie, die sogenannte Photospannung, darstellen. Man spricht hierbei vom photoelektrischen Effekt.²⁴

Wie genau dieser Vorgang vonstattengeht, ist für meine Arbeit nicht von Bedeutung und kann in diverser Fachliteratur nachgeschlagen werden. Wichtig für meine Betrachtung ist, dass dieser Vorgang, die Lichtabsorption und der Umwandlung in nutzbare elektrische Energie, praktisch unbegrenzt und ohne Verschlechterung des Wirkungsgrades von der Solarzelle wiederholt werden kann. Der Wirkungsgrad verschlechtert sich dauerhaft einzig durch das langsame Verblassen der dunklen Farbe der Zelloberfläche. (Dunkle Flächen haben nachweislich ein höheres Absorptionsvermögen gegenüber Licht als helle Flächen). Hersteller geben beispielsweise Garantien auf mindestens 80 Prozent der Leistung nach 20 Jahren.²⁵

Wichtig ist auch, dass durch einen steilen Einstrahlungswinkel auf das PV-Modul bzw. auf die Zelle eine hohe Anzahl von Photonen für diesen Effekt genutzt werden können. Diese Anzahl nimmt ab, je flacher der Einstrahlungswinkel und je größer die Entfernung der Sonne werden. Bei intensiverer, steilerer Sonneneinstrahlung wird die freisetzbare Energiemenge steigen, während sich umgekehrt logischer Weise die Menge an nutzbarer Energie bei flachem Einstrahlungswinkel und geringerer Intensität verringert.²⁶

Es spielt daher eine wesentliche Rolle, aus welcher Entfernung und auch mit welchem Winkel die Strahlung der Sonne auf die Solarzellen trifft.

Die Sonne strahlt grundsätzlich mit der Solarkonstante auf die Erde ab. Diese beträgt mit jährlichen Schwankungen (bis 7%) etwa 1367 W/m².²⁷ Die Einstrahlung auf die Erdoberfläche wird durch die Erdatmosphäre abgeschwächt. (Je länger der Weg des Lichtes durch die atmosphärische Schicht, desto größer ist die Abschwächung.)

Der Ablauf des Einstrahlungswinkels der solaren Strahlung lässt sich in sogenannten Sonnenstandsdiagrammen darstellen und ist spezifisch für die jeweiligen Längen- bzw. Breitengrade auf der Erde.

²⁴ Vgl. Hagemann, 2002, Seite24

²⁵ Vgl. <http://de.wikipedia.org/wiki/Solarzelle> , 19.10.2010

²⁶ Vgl. Hagemann, 2002, Seite24

²⁷ Vgl. <http://de.wikipedia.org/wiki/Sonnenstrahlung> , 19.10.2010

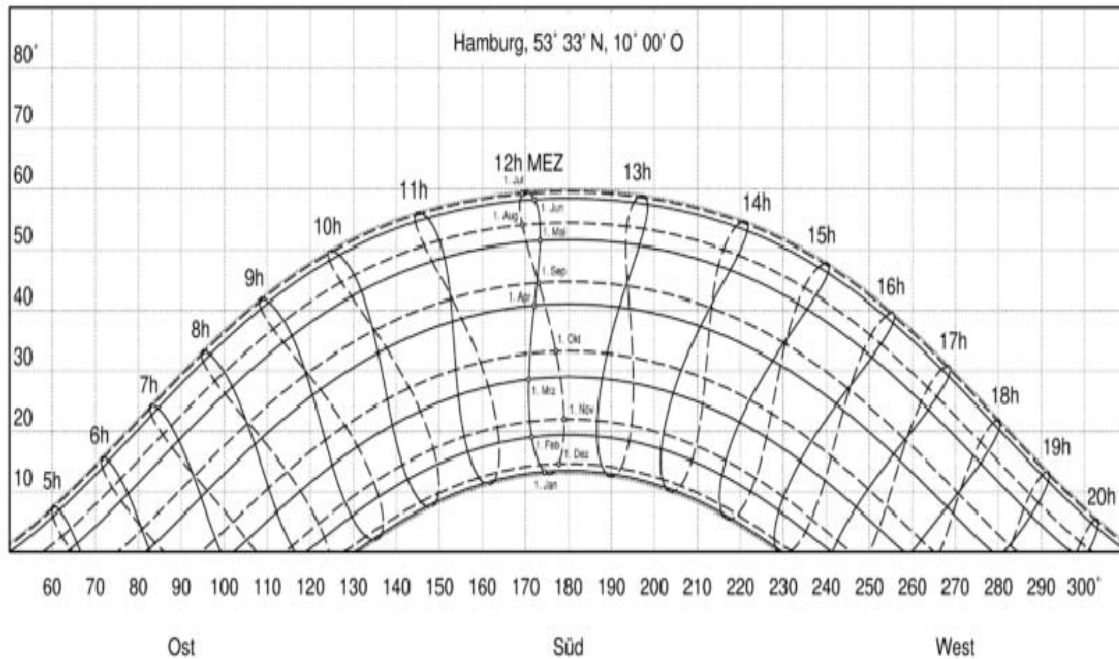


Abb. 9 Sonnenstandsdiagramm

Geht der Winkel gegen Null, ist der Weg durch die Atmosphäre am längsten, die Einstrahlung ist dann, bezogen auf den Tagesverlauf, am geringsten. In sonnenreichen Ländern beträgt die Leistung durch die Einstrahlung der Sonne trotzdem bis zu 4000 kWh/m² im Jahr.²⁸ Eine Kilowattstunde entspricht etwa der Energie, die notwendig ist, um „...1 Liter Masse auf 367 Meter hoch zu heben...“ oder etwa der Energie, die in einer „...vollgeladenen Batterie für einen Diesel-PKW (85hA)“ steckt.²⁹

Das gesamte Lichtstrahlungspotential der Sonne auf unsere Erde beträgt pro Jahr etwa $1,1 \cdot 10^{18}$ kWh. (Das entspricht etwa dem 10-fachen des aktuellen Weltgesamtennergieverbrauches.³⁰

Doch wie viel davon können Solarzellen absorbieren bzw. umwandeln?

Das grundsätzliche Vermögen einer Photovoltaikzelle Energie zu produzieren wird meist in Wp [Wattpeak] (peak = Spitze) angegeben. Es handelt sich hierbei um einen normativen Vergleichswert, der unter festgelegten Bedingungen im Labor festgestellt wird. (1000 W/m² angenommene Globalstrahlung / 25° Betriebstemperatur, 1,5 Air Mass)³¹ Dieser Vergleichswert veranschaulicht das Vermögen unterschiedlicher PV-Zellen, die ankommende Strahlung in elektrische Energie umzuwandeln.

²⁸ Vgl. Photovoltaik Fa. Schrack (Quellen: Photovoltaik für Profis - Antony, Falk)

²⁹ Vgl. Salzburger Nachrichten, Mo.18.Oktober, Seite 23

³⁰ Vgl. <http://de.wikipedia.org/wiki/Photovoltaik> , 19.10.2010

³¹ Vgl. <http://de.wikipedia.org/wiki/Photovoltaik> , 19.10.2010

Zum heutigen Stand der Technik können PV-Zellen etwa eine maximale Leistung von bis zu 160 W/m^2 abgeben.³²

Die tatsächliche Leistung der im PV-Modul integrierten Zellen ergibt sich aber erst durch die Anordnung und den Betrieb der Zellen. Dies liegt einerseits an den nicht nutzbaren Randflächen der einzelnen Zellen im Modul bzw. an der möglicherweise nicht vollflächigen Anordnung der einzelnen Zellen, andererseits an der realen Betriebstemperatur der Zellen. Die Leistungsfähigkeit der Zellen nimmt mit steigender Temperatur ab, damit verschlechtert sich der Wirkungsgrad.³³

Demnach ist neben dem Einstrahlungswinkel der Sonne auch die Temperatur der Zellen ausschlaggebend für die Leistungsfähigkeit eines funktionierenden Photovoltaikmoduls.

2.2.2 Wirkungsraum Mitteleuropa / Österreich

Das solare Potential einer Region variiert mit der geographischen Lage, also mit der Seehöhe, mit dem jeweiligen Längen- und noch wesentlich stärker mit dem jeweiligen Breitengrad. Die Abhängigkeit zwischen Lage und durchschnittlicher Sonneneinstrahlung kann auf photovoltaischen Solarelektrizitäts-Potenzialkarten (vgl. Abb. 10) nachgeschlagen werden. Diese Karten werden mittlerweile von der europäischen Kommission zur Verfügung gestellt und können auch online abgerufen werden. Sie basieren auf statistisch ermittelten Daten und weisen entsprechende Schwankungen auf. In vielen Gemeinden und Stätten wird ein derartiger Service aber auch schon von öffentlichen Ämtern angeboten, welche die Daten der Einstrahlungspotenziale, bezogen auf ihre Region, präziser ausgewertet haben.

- Mitteleuropa

Im mitteleuropäischen Klima spielen die verschiedenen Jahreszeiten aufgrund der stetig wechselnden Wetterbedingungen eine wesentliche Rolle. „In Mitteleuropa steht die Mittagssonne sommers 60° bis 65° hoch und strahlt bei idealen Wetterbedingungen mit einer Bestrahlungsstärke von etwa 700 Watt/m^2 . Im Winter sind es nur 13° bis 18° und selbst zu Mittag nur etwa 247 Watt/m^2 “.³⁴

Es macht also einen immensen Unterschied aus, ob im Sommer oder im Winter Energie produziert werden soll!

³² Vgl. <http://de.wikipedia.org/wiki/Solarzelle> , 19.10.2010

³³ Vgl. Hagemann, 2002, Seite 26 ,Abbildung 3-07

³⁴ Vgl. <http://de.wikipedia.org/wiki/Sonnenstrahlung> , 19.10.2010

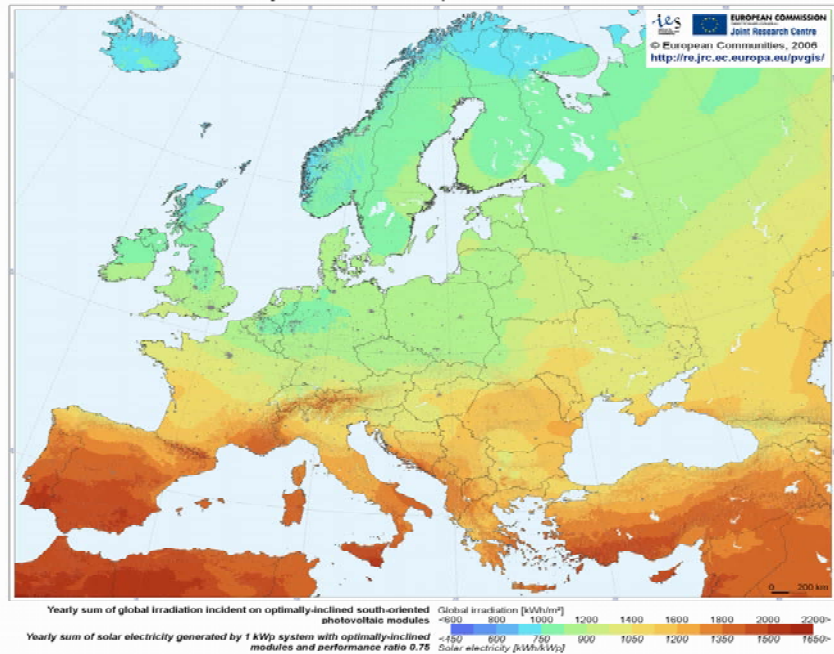


Abb. 10 Solarelektrizitäts-Potenzialkarte Europa

Wie die Karte veranschaulicht ist das größere Potential im Jahresdurchschnitt eindeutig im Süden Europas vorhanden. Ferner ist auch der Einfluss der Seehöhe ersichtlich, da die Orte mit höherer Lage (Bergregionen) aufgrund ihrer „Nähe“ zur Sonne ein größeres Potential aufweisen. Die Varianz im europäischen Raum ist beachtlich. Gibt es im Norden Skandinaviens etwa Potenzial für 900 kWh/m², so verdoppelt sich dieser Wert auf bereits 1800 kWh/m² jährlich, die im Süden Italiens theoretisch umgewandelt bzw. erzeugt werden könnten.

Es ist für Berechnungen also unumgänglich, die genaue Lage, das regionale Klima und das damit verbundene Potenzial möglichst exakt zu kennen.

- Österreich

In Österreich, gleichbedeutend für Süddeutschland, sind die Schwankungen schon besser eingrenzbar. Das Süd-Nord-Gefälle der Einstrahlungspotentiale ist jedoch auch hier erkennbar. Ausgehen kann man von etwa 1200 bis etwa 1400 kWh/m² jährlich, in den Alpen sogar bis 1800 kWh/m². (Die Alpen stellen den Extremfall dar und sind keinesfalls Bestandteil weiterer Überlegungen, da auf Höhen ab 2000 Meter kaum öffentliche Bauwerke von energetischem Interesse gebaut werden).

Als Beispiel ließe sich Salzburg, in der Mitte Österreichs, oder München, die Hauptstadt Bayerns, anführen, wo mit ca. 1250 kWh/m² jährlich gerechnet werden kann.

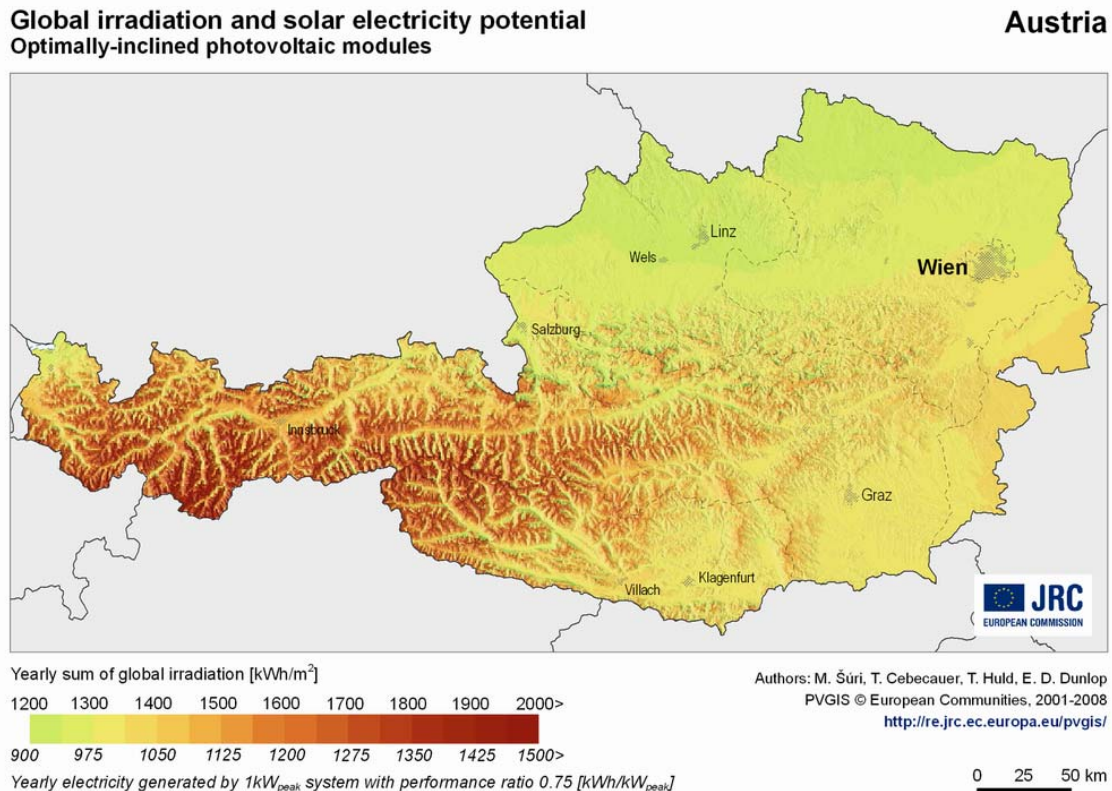


Abb. 11 Solarelektrizitäts-Potenzialkarte Österreich

Die Karten beziehen sich jedoch auf eine optimale Bestrahlung, mit optimalem Einstrahlungswinkel, welcher, gleich vorweggenommen, bei der vertikalen Anordnung in Bauwerken niemals bei der besten Mittagsonne (in Mitteleuropa: Sonne auf 65°) auftritt, sondern eher abends und morgens, wenn der Sonneneinstrahlungswinkel nahe null Grad geht und die Einstrahlung selbst am schwächsten ist.

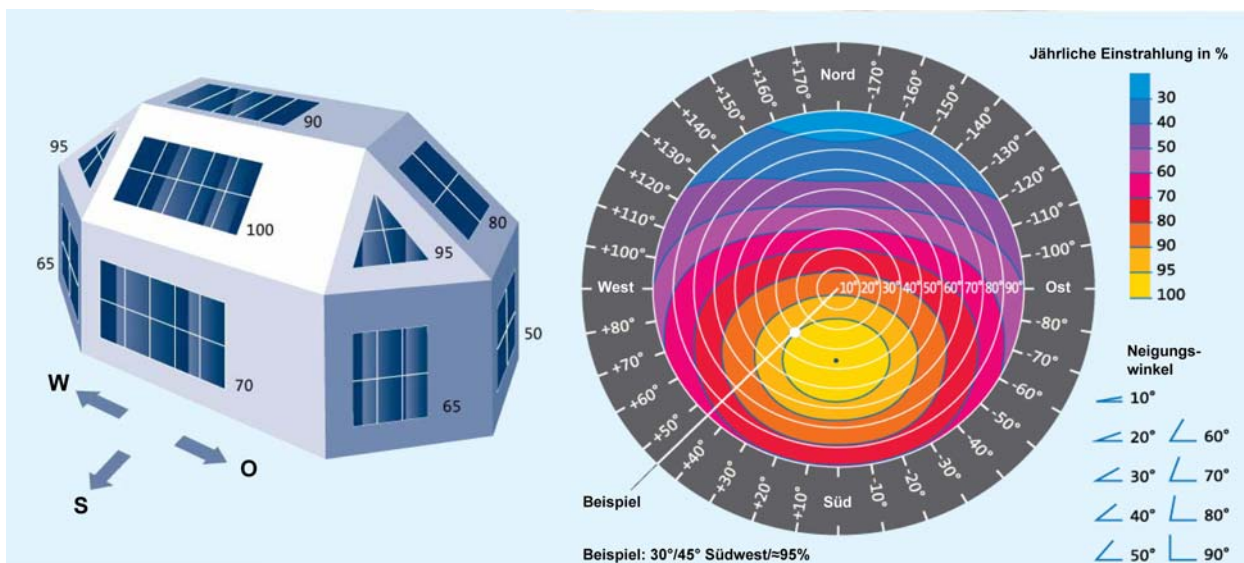


Abb. 12 Prozentuelle Einstrahlung nach Einbauwinkel und Orientierung

Diese ausrichtungsabhängige Varianz muss beachtet werden und von der zuvor beschriebenen jährlichen Einstrahlung abgezogen werden, wenn die tatsächliche Einstrahlung auf das PV-Modul ermittelt werden soll. Für vertikal (90°) angeordnete PV-Zellen mit südlicher Ausrichtung verbleiben in Mitteleuropa nur etwa 75% der jährlichen Einstrahlung. Das wären in Salzburg und München dann noch etwa 950 kWh/m².

2.2.3 Zusammenstellung von PV-Modulen

Die fortschreitende technologische Weiterentwicklung bestehender PV-Systeme bringt laufend neue Varianten von Solarzellen und damit auch neue Möglichkeiten hinsichtlich der Bauweise von PV-Modulen. Für eine wirtschaftliche Nutzung ist, gerade im Bauwesen, neben dem Aussehen der einzelnen Zellen und der architektonischen Gestaltungsmöglichkeiten des PV-Moduls, natürlich der Wirkungsgrad der Zellen von großem Interesse. Eine schnelle Fertigung und die damit verbundene, flexible Lieferbarkeit der zu installierenden Einheiten sowie das Vorliegen von Erfahrungswerten und Prüfsertifikaten (CE-Zeichen) bringen wesentliche Vorteile mit sich. Auch eine Kostenreduktion im Sinne der Massenfertigung von entsprechenden PV-Modulen ist nur mit einer hinsichtlich ihrer Entwicklung bereits abgeschlossenen PV-Technologie möglich. Aus diesem Grund können Neuentwicklungen im Bereich der Solarzellentechnologie zwar erwähnt werden, sind für die anschließenden Anschauungen und Berechnungen jedoch nicht relevant. Die verschiedenen Zelltypen unterscheiden sich in erster Linie durch das verwendete Material.

2.2.3.1 Siliziumzelltypen

Auch heute sind noch weit über 90% der am Markt befindlichen Zellen Halbleiterzellen aus Silizium. Diese können aufgrund ihrer Kristallstruktur unterschieden werden in:

- Monokristalline Siliziumzellen (c-Si)

Monokristalline Zellen waren die ersten PV-Zellen, die entwickelt wurden (1955). Sie werden aus den, aus dem Reinstsilizium „gezogenen“ Siliziumeinkristallen³⁵ erzeugt, welche, in dünne Scheiben geschnitten (sogen. Wafer, Schichtdicke etwa 0,2 bis 0,4mm³⁶), das Grundmaterial für die Elektrizität erzeugende Schicht der Zelle liefern.

³⁵ Vgl. <http://de.wikipedia.org/wiki/Solarzelle> , 19.10.2010

³⁶ Vgl. Hagemann, 2002, Seite 37

Je nach Herstellungsverfahren lassen sich Zellen mit etwa 12,5mm x 12,5mm bis ca. 15mm x 15 mm herstellen³⁷, welche auf einem entsprechend steifen Trägermaterial angeordnet werden. Leistungsoptimierte „Monokristalline PV-Zellen liefern im Vergleich zu anderen Siliziumzellentechnologien den höchsten Wirkungsgrad“,³⁸ und weisen eine dunkelblaue bis meist schwarze Oberflächenfärbung auf.

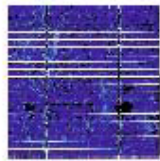


Abb. 13 polykristalline Zelle



Abb. 14 monokristalline Zelle



Abb. 15 hoch effiziente monokristalline Zelle

- Polykristalline Siliziumzellen (c-Si)

Zur Herstellung von Wafer-Scheiben für polykristalline Zellen benötigt man keine vollkommen gleiche Kristallorientierung, ferner sind für die Produktion auch geringfügige Unreinheiten im Silizium verträglich. Polykristalline Zellen sind daher meist preiswerter und in Photovoltaik-Anlagen am meisten verbreitet³⁹. Sie lassen sich theoretisch bis zu einer Größe von 50x50cm fertigen, verbreitet sind jedoch nur Zelltypen bis 103x103mm.⁴⁰ Sie weisen allerdings einen etwas geringeren Wirkungsgrad als etwa die vorher beschriebenen Monozellen auf.

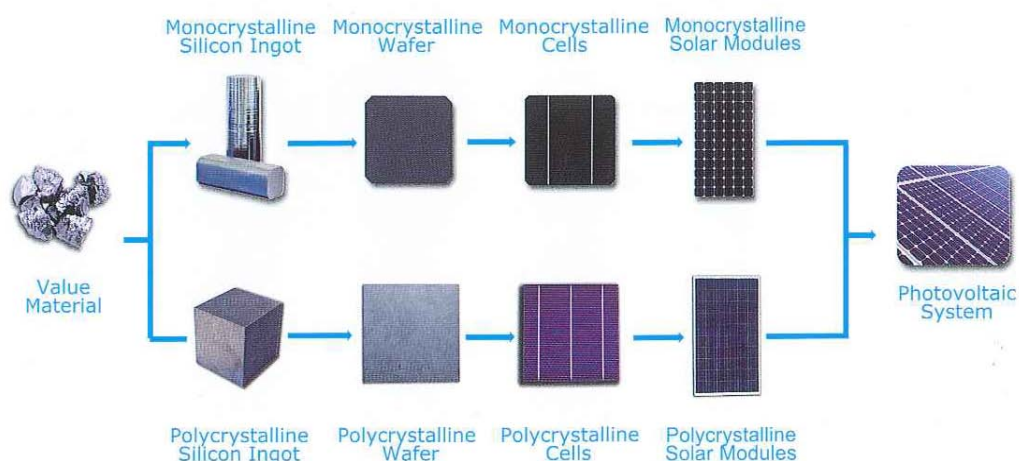


Abb. 16 Herstellung Siliziumzellen

³⁷ Vgl. <http://de.wikipedia.org/wiki/Solarzelle> , 19.10.2010

³⁸ Vgl. Hagemann, 2002, Seite 37

³⁹ Vgl. <http://de.wikipedia.org/wiki/Solarzelle> , 19.10.2010

⁴⁰ Vgl. Hagemann, 2002, Seite 38

Die Ausformung der einzelnen Kristalle ist besser erkennbar und wegen der weiten Verbreitung der polykristallinen Zellen charakteristisch für die Optik von Solarzellen. Sie weisen eine „perlmutterartige, facettenreiche, kristallin schimmernde bläuliche Oberfläche“ auf.⁴¹

- Amorphe Siliziumzellen (a-Si)

Amorphe Zellen sind, wie der Name schon sagt, amorph, also nicht kristallin. Sie bestehen hauptsächlich aus einer dünnen Siliziumschicht und werden daher auch als Dünnschichtzellen bezeichnet.⁴² Das amorphe Silizium hat sehr hohe Lichtabsorptionswerte, daher benötigt man nur sehr geringe Schichtdicken (Tausendstel-Millimeterbereich)⁴³ und aufgrund der Biegsamkeit auch kein rigides Grundmaterial wie Alu oder Glas.⁴⁴ Sie haben einen in der prallen Sonne gegenüber anderen Zelltechnologien niedrigen, in diffusem Licht aber vergleichbar hohen Wirkungsgrad.

- Mikrokristalline Siliziumzellen (μ c-Si)

Mikrokristalline Zellen können aufgrund der kleinen Kristallausprägung ebenfalls als Dünnschichtzellen gefertigt werden. Sie weisen unter den Dünnschichtzellen (Thin-Film) den besten Wirkungsgrad auf, sind jedoch entsprechend teuer.⁴⁵ Die Verbreitung ist daher aktuell noch eher schwach, doch wird mit steigendem Automatisationsgrad in der Fertigung künftig auch mit einer entsprechenden Preisreduktion gerechnet.

- Tandem Silizium-Zellen

Tandemzellen entstehen durch die Kopplung zweier unterschiedlicher Zelltechnologien. Sie nutzen dadurch ein größeres Spektrum der Lichteinstrahlung und haben einen höheren Wirkungsgrad als herkömmliche Solarzellen. Meist werden polykristalline mit amorphen Zellen gekoppelt, doch auch eine Mischung aus mikrokristallinen und amorphen Siliziumzellen ist bereits am Markt erhältlich.

⁴¹ Vgl. Hagemann, 2002, Seite 38

⁴² Vgl. <http://de.wikipedia.org/wiki/Solarzelle>, 19.10.2010

⁴³ Vgl. <http://de.wikipedia.org/wiki/Solarzelle>, 19.10.2010

⁴⁴ Vgl. <http://de.wikipedia.org/wiki/Solarzelle>, 19.10.2010

⁴⁵ Vgl. <http://www.solarstromsysteme.com/?cf95D1AA0E=231B1E6DC!YTQ3NTIzODpzZ..>, 26.10.2010

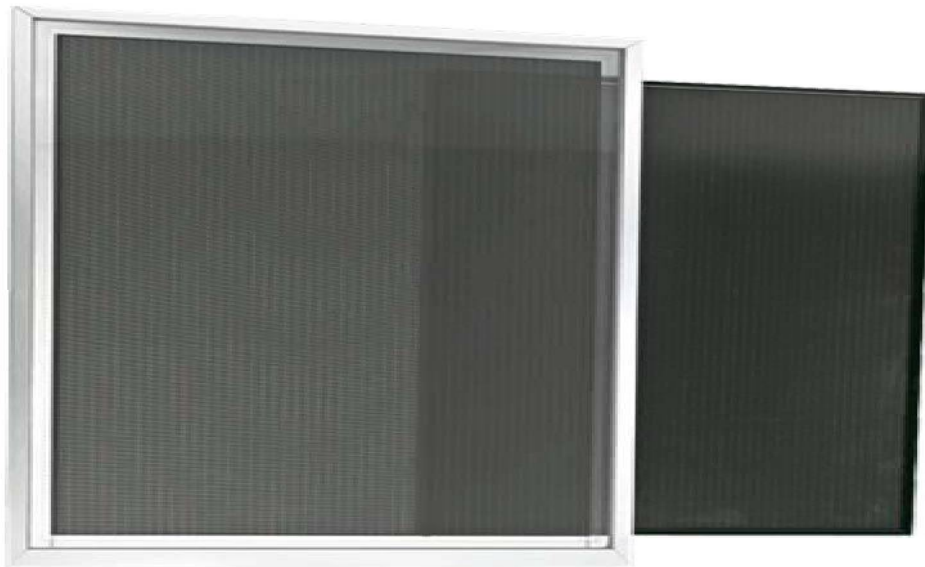


Abb. 17 Mikromorphes, semitransparentes Tandem-Dünnschichtmodul

„Diese mikromorphen Dünnschichtzellen brauchen mit 0,4 Gramm pro Watt-Peak wesentlich weniger Silizium als herkömmliche kristalline Solarzellen (circa 10-12 Gramm pro Watt-Peak)“⁴⁶ und können sowohl opak als auch semitransparent ausgeführt werden.

2.2.3.2 Sonstige PV-Zelltypen

- Dünnschichtzellen

Neben den bereits genannten und am Markt verbreiteten Silizium Dünnschichtapplikationen können auch andere Materialien zur Herstellung von Dünnschicht-PV-Zellen verwendet werden. So können beispielsweise Gallium-Arsenid (GaAs) oder Kupfer-Indium-(Gallium)-Schwefel-Selen-Verbindungen zur Produktion herangezogen werden. Hiermit werden annähernd gleiche Wirkungsgrade wie bei polykristallinen Zellen erreicht.⁴⁷ Doch berücksichtigt man auch den Energieaufwand zur Herstellung und die Lebensdauer, so rückt der für die Stromproduktion so wichtige hohe Wirkungsgrad wieder etwas in den Hintergrund. Auch Cadmiumtellurid (CdTe) ist ein mögliches Grundmaterial zur Produktion von Dünnschicht PV-Zellen. Der Wirkungsgrad solcher Zellen ist nicht ganz so hoch wie bei den eben genannten (GaAs), doch über den gesamten Lebenszyklus betrachtet, belegen aktuelle Studien, dass Cadmiumtellurid-Dünnschicht-Solarzellen hier eine bessere Bilanz als konventionelle Siliziumzellen aufweisen.⁴⁸

⁴⁶ Vgl. <http://www.baulinks.de/webplugin/2006/1299.php?url1=http://www.baulinks.de/we...> , 26.10.2010

⁴⁷ Vgl. <http://de.wikipedia.org/wiki/Solarzelle> , 19.10.2010

⁴⁸ Vgl. <http://de.wikipedia.org/wiki/Solarzelle> , 19.10.2010

- Konzentratorzellen

Konzentratorzellen sind komplexe leistungsoptimierte Zellen, die das einstrahlende Sonnenlicht über eine vorgelagerte Linse auf wenige Quadratzentimeter bündeln. Die somit erreichte intensivierte Einstrahlung soll möglichst komplett genutzt werden, aus diesem Grund werden oft Tandem- oder Mehrfachzellen als Basis verwendet. Mit dieser Technologie lassen sich die höchsten Wirkungsgrade erzielen (bis 40%).⁴⁹ Aufgrund der Komplexität ist eine derartige Zelle aktuell jedoch sehr teuer und eignet sich hauptsächlich für den Einsatz in wirklich sonnenreichen Ländern.

- Mehrfach Zellen (Tandem-Zellen)

Wie auch bei der Tandemsiliziumzelle arbeiten Mehrfachzellen mit mehreren übereinanderliegenden Schichten, die aus verschiedenen Technologien bestehen können. Ziel ist immer die Optimierung des Ertrages bei gleicher Einstrahlung.

- Organische Zellen

„Eine organische Solarzelle ist eine Solarzelle, die aus Werkstoffen der organischen Chemie besteht, d. h. aus Kohlenwasserstoff-Verbindungen (Kunststoffen).“⁵⁰ Der Wirkungsgrad ist aktuell noch sehr niedrig, die Zelle hat jedoch „das technologische Potenzial“⁵¹ verbreitet Anwendung zu finden. Argumente, wie geringe Herstellungskosten sowie Flexibilität und Transparenz bei vielfältigen Design-Möglichkeiten, versprechen einen künftigen Markt für die organischen Zellen.

- Chemische Farbstoffzellen (Nano)

Chemische Farbstoffzellen arbeiten auf elektromechanische Weise. Eine Strom leitenden Flüssigkeit wird zwischen zwei Glasplatten „eingesperrt“. ⁵² Mittels Lichtabsorption eines Farbstoffes auf einer der Glasplatten kann so Strom erzeugt werden. Die Funktionsweise der Zelle ist noch nicht im Detail geklärt; die kommerzielle Anwendung gilt als recht sicher, ist aber produktionstechnisch noch nicht in Sicht.⁵³

⁴⁹ Vgl. <http://www.baulinks.de/webplugin/2006/2114.php4?url1=http://www.baulinks.de/we> , 27.10.2010

⁵⁰ Vgl. <http://de.wikipedia.org/wiki/Solarzelle> , 19.10.2010

⁵¹ Vgl. <http://de.wikipedia.org/wiki/Solarzelle> , 19.10.2010

⁵² Vgl. Hagemann 2002, Seite 43

⁵³ Vgl. <http://de.wikipedia.org/wiki/Solarzelle> , 19.10.2010

Art der Solarzelle	Eignung Fassadenintegration	Design	Lebensdauer	Wirkungs- grad
Monokristalline Siliziumzellen (c-Si)	gute Eignung	flach, kristallin, dunkel,	lange Lebensdauer	bis 21 %
Polykristalline Siliziumzellen (c-Si)	gute Eignung	flach, kristallin, multicolor,	lange Lebensdauer	bis 18%
Amorphe Silizium Dünnschichtzellen (a-Si)	gute Eignung	sehr flach, schwarz, resttransparent,	lange Lebensdauer	bis 13%
Mikrokristalline Zellen	gute Eignung	Flach, dunkel,	lange Lebensdauer	bis 22%
Tandem- (Mehrfach-) Solarzellen	begrenzt einsetzbar	flach, schwarz, resttransparent,	variable Lebensdauer	bis 30%
Cadmium-Tellurid Dünnschichtzellen	gute Eignung	sehr flach, schwarz, resttransparent,	lange Lebensdauer	bis 20%
Konzentratorzellen	sehr begrenzt einsetzbar	variabel, hoher platzbedarf	variable Lebensdauer	bis 40%
Elektrochemische Farbstoffzelle	keine Eignung	begrenzte Lebensdauer	begrenzte Lebensdauer	bis 10%
Organische Zellen	keine Eignung	sehr flach, multicolor	kurze Lebensdauer	bis 8%
Thermische Zellen	sehr begrenzt einsetzbar	variabel,	Neuentwicklung	bis 12%

Abb. 18 Tabelle 1: Zellentypen

Weitere Zelltypen, wie etwa die **LED-Solarzelle**, die **Fluoreszenz-Zelle** oder beispielsweise **thermische Solarzellen** und noch weitere hier ungenannte photovoltaische Entwicklungen sind aufgrund der Unreife für eine eventuelle Massenfertigung, dem Fehlen von Erfahrungswerten sowie der Untauglichkeit für eine Anwendung in der vertikalen Gebäudeintegration nicht von Relevanz für diese Arbeit.

2.2.3.3 PV-Module

Das PV-Modul entsteht durch die Anordnung mehrerer miteinander verschalteter Solarzellen zu einer (leistungsfähigen) Gruppe. Die Solarzellen müssen einerseits auf ein Trägermaterial aufgebracht werden, andererseits benötigen sie eine natürlich möglichst transparente Schutzschicht, welche vor äußeren Einwirkungen wie Wind, Regen oder gar Hagel zu schützen vermag. Ein typisches Solarmodul besteht heute mindestens aus folgenden Komponenten (von außen (links) nach innen (rechts)):⁵⁴

⁵⁴ Vgl. <http://de.wikipedia.org/wiki/Solarmodul> , 01.11.2010

Wetterschutz

Einscheiben-Sicherheitsglas (ESG) schützt die Zellen vor der Witterung

Einbettung aus EAV oder Silikongummi

Transparente Kunststoffschicht aus Ethylenvinylacetatfolie (EAV), in der die Solarzellen eingebettet sind.

Solarzellen

Anordnung mehrerer Strom erzeugenden Zellen, elektrisch durch Lötbandchen verbunden.

Rückseitenkaschierung

Witterungsfeste Kunststoffverbundfolie, z.B. aus Polyvinylfluorid (Tedlar) oder Polyester, oder wiederholt ESG.

Anschlussdose

Anschlussdose mit Freilaufdiode (Bypass) und Anschlussterminal

Modulrahmen

Einrahmung des Moduls aus entsprechend steifem Material (meist Alu oder auch Stahl) zum Schutz der Zellen und des Trägermaterials. Oft ist auch die Befestigung in den Rahmen inkludiert. Bei Integration der Module in bestehende Rahmensysteme, wie etwa Glasfassaden, kann auf einen eigenen spezifischen Modulrahmen in der Regel verzichtet werden.

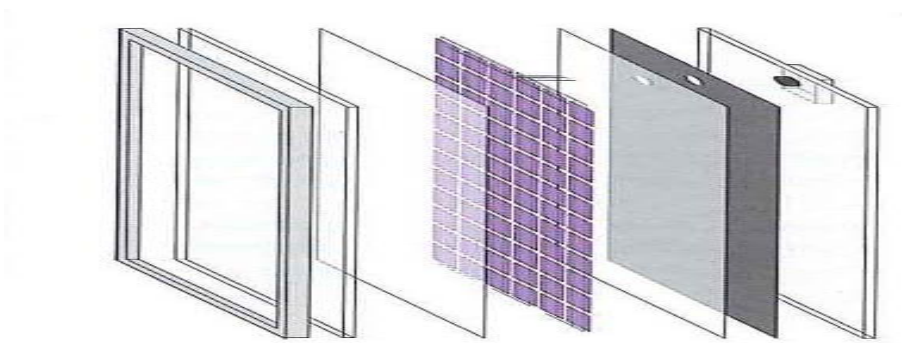


Abb. 19 PV-Modulkomponenten

„Der Markt bietet heute sowohl standardisierte als auch kundenspezifisch angefertigte Module an.“⁵⁵ Für diese wurden in den europäischen Normen EN 61215 und EN 61646 Prüfprozedere festgelegt, nach denen die unterschiedlichen Module geprüft und die Ergebnisse verglichen werden können.

⁵⁵ Vgl. Hagemann, 2002, Seite 43

Verschiedenste Organisationen bieten Vergleichstests für handelsübliche PV-Module an, unter anderem auch Stiftung Warentest.⁵⁶ Hier wird mittels Bewertung des Wirkungsgrades und Gegenüberstellung des Preises unter Berücksichtigung von Rahmenbedingungen, wie Haltbarkeit und Sicherheit, eine deutliche Aussage über die Brauchbarkeit des entsprechenden Solarmoduls getätigt.

Eine entscheidende Rolle hinsichtlich des Wirkungsgrades eines Moduls (Angabe in W/p.... Laborbedingungen) spielt natürlich die Anordnung der einzelnen PV-Zellen auf der im Modul zur Verfügung stehenden Fläche. Grundsätzlich muss hier zwischen drei Arten unterschieden werden, zwischen durchsichtigen (transparenten), teilweise durchsichtigen (semi-transparenten) und undurchsichtigen (opaken) PV-Modulen.

- Opake PV-Module

Sowohl die Zellen selbst als auch die Ausführung der Anordnung lassen kein Licht mehr durch (Lichttransmission = 0). Sinnvoller Weise werden die einzelnen Solarzellen mit dem minimal möglichen Abstand direkt nebeneinander angeordnet. Insbesondere monokristalline Zellen sollten nur in rechteckiger geschnittener Ausführung zur Anwendung kommen, da sonst Fläche „verschenkt“ wird.

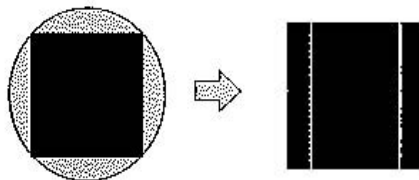


Abb. 20 quadratischer Wafer-Zuschnitt

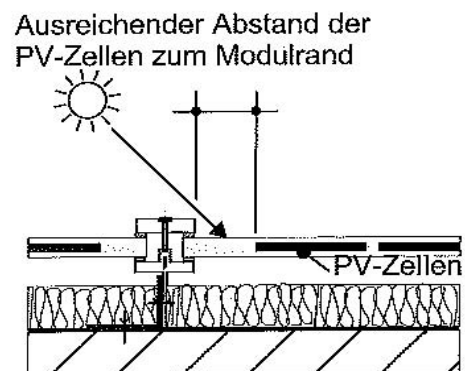


Abb. 21 Mögliche Beschattung durch Befestigungsteile

Lediglich in den Randbereichen wird - je nach Befestigungssystem - ein nicht mit Solarzellen bedeckter Streifen gelassen, da es hier zu dauerhaften Verschattungen kommen kann. Opake PV-Module weisen die höchsten Wirkungsgrade auf, erlauben jedoch keine weitere oder zusätzliche Nutzung des Sonnenlichtes.

⁵⁶ Vgl. http://www.modulepv.de/Sonderdruck_Aleo_Stiftung_Warentest.pdf, 01.11.2010

- Transparente PV-Module

Transparente Module sind für die Gebäudeintegration von großem Interesse, da sie erlauben einen Anteil der Sonnenstrahlung auch nach der photoelektrischen Nutzung in der Solarzelle weiter zu verwenden. Es kann also noch der Rest der Strahlung verwendet werden. Voraussetzung hierfür ist natürlich die Verwendung durchsichtigem Trägermaterial für die Zellen (Glas) und die Anwendung von transparenter Dünnschicht-PV-Zelltechnologie (z.B. mikrokristalline Zellen)

- Semi-Transparente PV-Module

Im Unterschied zu den transparenten Modulen ist bei der semi-transparenten Ausführung nicht die Zelle selbst durchsichtig. Die Durchsicht entsteht durch die Anordnung der einzelnen Zellen im Modulverbund. „Bei semitransparenten PV-Modulen variiert die Lichttransmissionsrate mit dem Zellabstand.“⁵⁷ Hierbei können auch die sogenannten „pseudosquare“ geschnittenen Wafer zum Einsatz kommen, wenn mit monokristallinen Zellen gearbeitet wird.

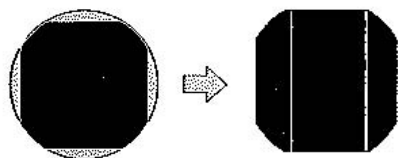


Abb. 22 Quadrosquarer Wafer-Zuschnitt

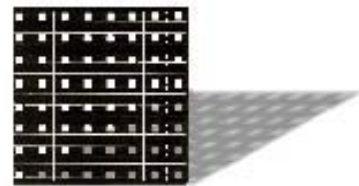


Abb. 23 Semi-transparente Zelle

Bei Verwendung von semitransparenten bzw. transparenten PV-Modulen ist ausschlaggebend für die Ausführung des Moduls, wie viel Restenergie durch das Modul noch ins Gebäude dringen kann, d.h. wie hoch die verbleibende Lichttransmission ist. Heute gibt es bereits Zellen am Markt, welche die Semi-Transparenz bei der Herstellung der Zelle als Designelement berücksichtigen. (Vgl. Abb. 23)

Die einzelnen Zellen werden also zu witterungsbeständigen Modulen zusammengestellt. Auf welche Details dabei geachtet werden müssen bzw. wie die Zusammenstellung mehrerer PV-Module zu einem PV-Generator erfolgt, soll im Folgenden erörtert werden.

⁵⁷ Vgl. Hagemann, 2002, Seite 46

2.2.4 Anordnung und Verschaltung von Zellen und Modulen zu PV-Generatoren bei der Gebäudeintegration

Plant man einen PV-Generator, also ein aus mehreren PV-Modulen zusammengestelltes System, so sollte die dem System angeschlossene, der Stromerzeugung gewidmete Fläche den optimalen Energieertrag liefern. (Auch die solare Resteinstrahlung bei semitransparenter Ausführung kann als Energieertrag hinzugerechnet werden). Um das zu erreichen, müssen einige elektrische Grundlagen erklärt werden:

Wird eine PV-Zelle beleuchtet, so erzeugt sie zwischen den Metallkontakten auf der Ober- und Unterseite eine Spannung. Hängt noch kein Verbraucher an der Zelle, spricht man von Leerlaufspannung. Sie ist die höchste abgegebene Spannung und liegt zwischen ca. 0,5 bis 0,9 Volt.⁵⁸ Die Spannung ist von der Größe der Zelle sowie von der Bestrahlungsstärke nahezu unabhängig, was zur Folge hat, dass auch schon bei schlechten Wetterverhältnissen bereits am Morgen fast die volle Betriebsspannung auftreten kann. Die Stromstärke steigt jedoch linear zur Bestrahlungsstärke und ist von der Zellgröße abhängig. Sie ist am höchsten, wenn der Stromkreis kurzgeschlossen ist (Spannung = 0), man spricht vom sogenannten Kurzschlussstrom. Das Verhältnis zwischen Spannung, Stromstärke und abgegebener Leistung ist charakteristisch für eine Zelle und kann anhand von Kennlinien graphisch dargestellt werden.

2.2.4.1 Strom / Spannungskennlinie

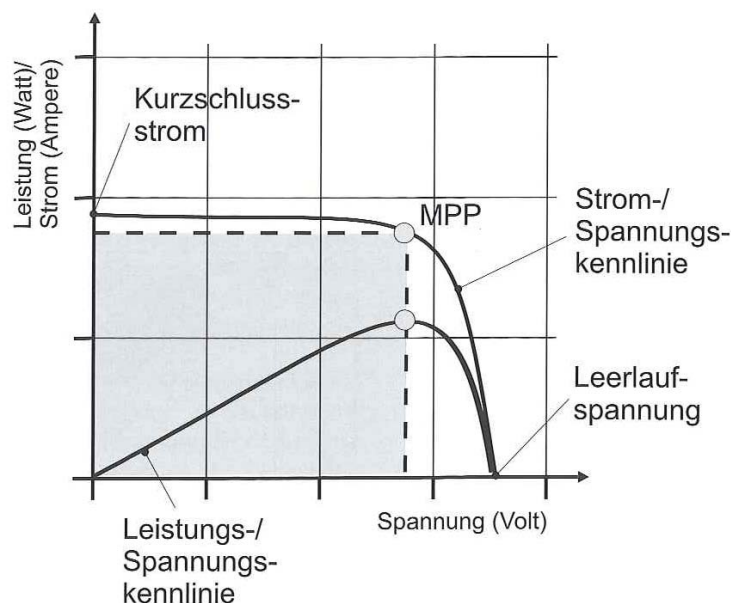


Abb. 24 Strom und Spannungskennliniendiagramm

⁵⁸ Vgl. Hagemann, 2002, Seite 46

Das Diagramm veranschaulicht, neben den für die Zelle charakteristischen Spannungskennlinien, auch den Punkt der optimalen Leistungsabgabe (MPP...Maximum Power Point). Hier ist das Verhältnis von Strom und Spannung optimal aufeinander abgestimmt, es kann die größte Leistung erzielt werden. Einen direkten Einfluss auf die Ausprägung der Strom / Spannungskennlinie haben die Betriebstemperatur der Zellen und natürlich die Bestrahlungsstärke.

Eine bessere Einstrahlung hebt das Leistungsvermögen der Zelle an, da mehr Ladungspaare erzeugt werden, also die Stromstärke steigt, während die Spannung nahezu konstant bleibt.⁵⁹

Steigende Betriebstemperatur, hervorgerufen durch steigende Umgebungstemperatur oder steigende Bestrahlungsstärke (je mehr Ladungspaare umso heißer die Zelle), senkt wiederum das Vermögen der Solarzelle Energie zu produzieren. Auch dieser Einfluss lässt sich graphisch darstellen.

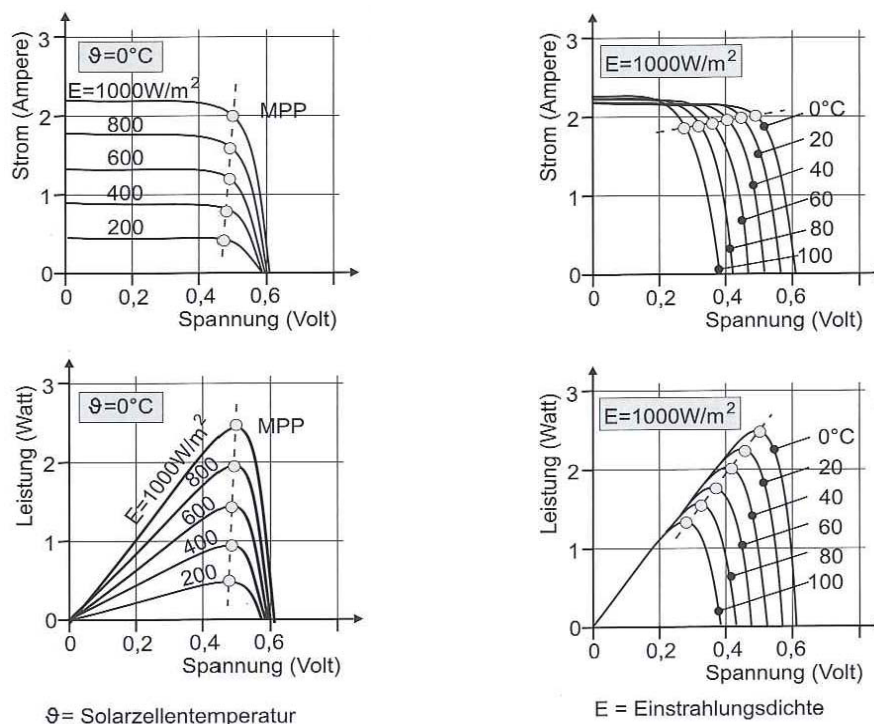


Abb. 25 Einfluss von Temperatur und Bestrahlungsstärke

Eine Solarzelle sollte demnach möglichst kühl bleiben und betreffend ihres Typs so ausgewählt werden, dass sie im eingebauten Zustand bei maximal möglicher Einstrahlung am MPP oder nahe am MPP betrieben werden kann. Voraussetzung für ein optimales Ergebnis ist darüber hinaus, dass bei der Kombination mehrerer Zellen zu einem PV-Modul bzw. mehrerer Module zu einem PV-Generator die Verschaltung so vorgenommen wird, dass das zuvor beschriebene optimale Verhältnis zwischen Strom und Spannung (MPP) aufrecht erhalten bleibt.

⁵⁹ Vgl. Hagemann, 2002, Seite 25

2.2.4.2 Serien und Parallelschaltung

Grundsätzlich können PV-Zellen sowohl in Serie als auch parallel miteinander verschalten werden, um so die Höhe der gewünschten Spannung bzw. Stromstärke zu regulieren. Verbindet man die Vorderseite einer Solarzelle mit der Rückseite der Nachbarzelle, so erhält man eine Serienschaltung.⁶⁰ Bei der Serienschaltung bleibt die Stromstärke etwa konstant und die Spannung der Einzelzellen / Module addiert sich, während bei der Parallelschaltung die Stromstärke bei etwa konstanter Spannung steigt. Auch die Kombination der Serien- mit der Parallelschaltung ist möglich, wobei das schwächste Glied der verschalteten Kette immer maßgeblich für die zu erwartende Gesamtleistung ist.

Im Bauwesen ist die Kombination der Verschaltung oft unumgänglich, da die Ausgangsspannung von Einzelzellen viel zu niedrig ist, um bei laufendem Betrieb etwa 230V zu erreichen. Da sowohl das Stromnetz als auch die eventuellen Direktverbraucher im Haushalt bzw. der Haustechnik meist diese hohe Spannung benötigen, ist es notwendig mehrere Zellen in Serie zu schalten, sogenannte Strings. Eine hohe Spannung reduziert auch die Verluste in den Kabeln. Mehrere dieser Strings können dann auch parallel miteinander verschaltet werden. Dabei muss natürlich berücksichtigt werden, welche Ausrichtung die Zellen aufweisen und mit welchen daraus resultierenden Bestrahlungsstärken zu rechnen ist. Bei Vorliegen dieser Daten kann ein vorläufiger Schaltplan erstellt werden, der einerseits maximale Leistung und andererseits optimale Betriebsverhältnisse für den Wechselrichter gewährleisten soll. Hierbei darf nicht vergessen werden, dass Teilflächen oder auch ganze Module im Laufe des Tages beschattet werden könnten.

2.2.4.3 Einfluss der Beschattung

Berücksichtigt man die Tatsache, dass bei der Serienschaltung immer das schwächste Glied die Gesamtleistung maßgeblich beeinflusst, ist es logisch, dass bei Beschattung einer seriell verschalteten Zelle auch die im Weiteren zugeschalteten Zellen im String weniger Leistung abgeben. Das geht soweit, dass schon die Beschattung einer Zelle einen Leistungsrückgang von bis zu 80% der Modulleistung zur Folge haben kann.⁶¹ Dauerhafte Beschattungen haben demnach einen immensen Einfluss auf den möglichen Ertrag, und temporär auftretende Beschattungen müssen, wenn sie schon bei der Planung absehbar sind, im Schaltbild des Generators berücksichtigt werden.

⁶⁰ Vgl. <http://www.solaranlagen-portal.de/glossarphotovoltaik/serienschaltung-solarmodule...>, 5.11.2010

⁶¹ Vgl. Hagemann, 2002, Seite 28

Zusätzlich wird eine beschattete Zelle vom Stromproduzenten zum Stromkonsument und wandelt Teile des ankommenden Stroms in Wärme um. Durch die so entstehenden „Hot Spots“ können die betroffenen Zellen dauerhaft beschädigt werden.⁶²

Um das zu verhindern, werden Bypassdioden in die Module integriert. Sie schaffen eine Umleitung für den Strom und können so die beschatteten Teile vom „Netz“ nehmen, um Beschädigungen zu verhindern. Natürlich ist es der beste Fall, wenn gar keine Beschattungen den Tagesbetrieb beeinträchtigen.

Zur Optimierung des Ertrages jedes PV-Generators ist es notwendig, das Schaltbild der PV-Module entsprechend ihrer elektrischen Eigenschaften auf die Einbausituation (Ausrichtung), eventuelle Beschattungen und benötigte Spannungen abzustimmen. Diese Ingenieursleistung wird meist von den Lieferanten der Module gegen Bezahlung, bei großen Projekten auch kostenfrei, angeboten und ausgeführt.

Unumgänglich für einen guten PV-Systemwirkungsgrad ist auch die Wahl eines passenden Wechselrichterkonzeptes. Es muss ebenfalls auf das Schaltbild bzw. auf die vom Generator abgegebene Leistung abgestimmt werden.

2.2.5 Solarwechselrichter

Die komplexeste elektronische Komponente eines PV-Systems ist der Wechselrichter. Seine vorrangige Aufgabe ist die Wandlung des von den Solarzellen erzeugten Gleichstromes in netztauglichen Wechselstrom. Zusätzlich übernimmt er Steuerungsaufgaben inkl. der Kommunikation zu externen Einheiten (Kommunikationsschnittstellen) sowie den Schutz des angeschlossenen Netzes und der Solarzellen (Überlastschutz).⁶³

Die Erfüllung dieser Aufgaben ist insofern relativ schwierig, da der ankommende Gleichstrom aufgrund der täglichen und jährlich bedingten Schwankungen von Stromstärke und Spannung auf einer großen Bandbreite aufgenommen werden muss. Die abgegebene Leistung sollte jedoch möglichst konstant sein. „Bei dieser Umwandlung kommt es im Inneren des Wechselrichters immer zu internen Verlusten. Diese liegen je nach Qualität des Wechselrichters im Volllastbereich zwischen 2-40%, im Teillastbereich meistens deutlich darüber.“⁶⁴

Oftmals hängen mehrere PV-Module an einem Wechselrichter. Diese können an einem Strang (man spricht von Strangwechselrichtern) oder an mehreren Strängen (Multi-String-Wechselrichter) im Wechselrichter zusammenlaufen.

⁶² Vgl. Hagemann, 2002, Seite 28

⁶³ Vgl. Hagemann, 2002, Seite 48

⁶⁴ Vgl. Hagemann, 2002, Seite 49

Hierbei ist die Anzahl der zusammengekoppelten Module und damit letztendlich die Anzahl der Einzelzellen entscheidend für die Auslegung des jeweiligen Wechselrichters. Ist darüber hinaus die Anordnung der verwendeten Module hinsichtlich Ausrichtung zur Sonne und der damit verbundenen Bestrahlungsdichte sehr unterschiedlich, so reicht es oftmals nicht aus, nur einen zentralen Wechselrichter (Zentralwechselrichter) zu verwenden. Bei größeren Anlagen spielt, neben unterschiedlichen Einstrahlungswinkeln, auch die Länge der zu verlegenden Kabel eine Rolle, da diese mit Leitungsverlusten behaftet sind. Es empfiehlt sich folglich bei derartigen Installationen mehrere auf die auftretenden Unterschiede abgestimmte Strang- oder Multi-String-Wechselrichter zu benutzen, die in der Nähe der zugeordneten PV-Module platziert werden. Eine Weiterentwicklung dieses Gedankens stellen modulintegrierte Wechselrichter dar.

Diese haben gegenüber den Strangwechselrichtern sowohl Vorteile:⁶⁵

- Kostenreduktion (Massenfertigung, einfache Installation, Wegfall der teuren Gleichstromverkabelung)
- Verringerung systemimmanenter Verluste (keine Mismatchverluste, geringerer Verlust bei Teilbeschattungen)
- Verbesserte Möglichkeiten für eine PV-Gebäudeintegration (Viele Anschlussmöglichkeiten an beliebigen Stellen an bestehende Haustechnik, einfache und schnelle Fehlerlokalisierung)

als auch folgende Nachteile: ⁶⁶

- Wartungsprobleme bei Gebäudeintegration (Schlechte Zugänglichkeit)
- Wärmeentwicklung (→ sinken des Modulwirkungsgrades)

Die Verwendung eines optimal auf das System abgestimmten und eingestellten Wechselrichters ist Voraussetzung für ein effizientes PV-System.

⁶⁵ Vgl. Hagemann, 2002, Seite 43

⁶⁶ Vgl. Hagemann, 2002, Seite 43

2.2.6 Anschlussboxen, Kabel und Überspannungsableiter

Zur Vervollständigung eines funktionellen photovoltaischen Systems fehlen noch die zur Verschaltung notwendigen Kabel, die Anschlussboxen, welche mittlerweile meist technisch schon in das PV-Modul integriert werden, sowie ein Überspannungsableiter zum Schutz vor eventuellen Blitzeinschlägen. Gute Kabelverbindungen sind notwendig, um den entstehenden Strom sicher durch den Stromkreis zu transportieren. Entsprechende Komponenten werden anhand der im PV-Generator anliegenden Spannungen und Stromstärken ausgewählt. Dabei sollten sie einerseits mit möglichst wenigen Verlusten behaftet sein, andererseits zur schnellen Montage und Demontage entsprechend einfach ausgeführt sein. Handelsübliche Kabel haben meist bereits eine Dicke von 6mm, da bei 4mm die Verluste höher sind. Selten, z.B. bei hohen Stromstärken bzw. bei hohen Spannungen, benötigt man Kabel, welche Durchmesser von bis zu 10mm aufweisen. Kabel, die keine UV-Beständigkeit aufweisen, sollten in separaten Kanälen und vor Licht geschützt verlegt werden. Eine weitere Anforderung an die Kabellage entsteht durch die Witterung und die an PV-Modulen anliegenden Temperaturen, die von 20 Grad minus bis zu 60 ja 70 Grad in der umliegenden Konstruktion im mitteleuropäischen Hochsommer reichen können.

Für die Montage im Rahmen der Gebäudeintegration sollten die Verbindungen möglichst als Steckverbindung ausgeführt werden, um auf der Baustelle Zeit einzusparen. Je geringer die Verluste bei der Steckverbindung sind, desto höher ist meist der Anschaffungspreis. Um die Steckverbindung vor Witterungseinflüssen zu schützen, findet der Anschluss der Kabel an das PV-Modul in den Anschlussboxen statt. Diese sind meist aus Plastik, aber auch Modelle aus anderen Materialien (z.B. Alu) sind am Markt erhältlich. Die Temperatur im bzw. um die Anschlussdose soll möglichst gering bleiben.

Wie bereits erwähnt sollte die Temperatur des gesamten Photovoltaiksystems möglichst niedrig gehalten werden, vorrangig um die Produktivität der Zellen möglichst hoch zu halten, aber auch um hinsichtlich möglicher Brandgefahren eine Entzündung von Systemteilen zu verhindern.

2.3 Brandschutz

Beim Brandschutz geht es in erster Linie um die mögliche Rettung von Menschenleben, dem wichtigsten Gut unserer Gesellschaft, und im Weiteren um die Vermeidung von eventuell entstehenden Sachschäden durch die Kraft des Feuers.⁶⁷ Das Ausmaß der notwendigen brandtechnischen Maßnahmen hängt maßgeblich von der Organisationsstruktur der nationalen Feuerwehren und vor allem von der Anzahl der einsatzbereiten Feuerwachen ab. Einfache Faustregel ist hierbei:

„Je länger der mögliche Einsatzweg der Feuerwehr im Notfall, umso höher der Aufwand für die brandtechnischen Zusatzmaßnahmen.“

Um welche Maßnahmen es sich handelt und woraus diese resultieren soll im Folgenden erklärt werden.

2.3.1 Lebensrettung und Fluchtwege

Im Falle eines Brandes innerhalb oder nahe an einem Gebäude muss sichergestellt werden, dass die eventuell im Gebäude befindlichen Personen nicht vom Feuer eingeschlossen werden, also das Gebäude noch unbeschadet verlassen können. Ist dies nicht mehr möglich, so müssen brand- bzw. rauchgasfreie Zonen zur Verfügung stehen, die von den flüchtenden Menschen aufgesucht werden können, um ungefährdet auf das Eintreffen von Hilfe zuwarten zu können.

In jedem Gebäude müssen diese Wege (ins Freie oder in geschützte Zonen) auch im Anfangsstadium eines Gebäudebrandes begehbar bleiben. Es handelt sich um die sogenannten Flucht- bzw. Rettungswege. Die Fluchtwege müssen der Anzahl der im Gebäude befindlichen Menschen entsprechen, ihre Dimensionierung hängt von den jeweiligen Zugangsbereichen und der maximal möglichen Zahl der zugeführten Menschen ab. Die angrenzenden Brandabschnitte müssen durch Brandwände und feuerfeste Portale abgeschottet werden. Je nach Länge des Fluchtweges müssen die diversen Abschottungen über bestimmte Zeiträume den Rettungsweg frei von Rauch und Feuer halten und ferner auch entsprechend isolieren, sodass die Temperatur in diesen Gängen auf einem dem Menschen verträglichen Niveau bleibt.⁶⁸ Um das Entstehen eines Feuers auf einem Fluchtweg auszuschließen, sind diese in der Regel mit einem zusätzlichen brandabwehrendem System (z.B.: Sprinkleranlagen oder Überdruckbelüftungen) versehen. Man spricht hierbei von brandlastfreien Abschnitten.

⁶⁷ Vgl. OIB Richtlinie 2 - Ausgabe: April 2007, Seite 2

⁶⁸ Vgl. OIB Richtlinie 2 - Erläuterungen Ausgabe: April 2007, Seite 12

Sollten tatsächlich Personen nicht mehr die Möglichkeit haben das Gebäude zu verlassen, so muss diesen ein je nach Eintreffgeschwindigkeit der Feuerwehr bzw. der entsprechenden Hilfskräfte variabler Schutzzeitraum gewährleistet werden, um nicht Opfer der Flammen zu werden. Entscheidend ist die Ausbreitungsgeschwindigkeit des Feuers bzw. der durch das Feuer entstehenden Rauchgase

→ das sogenannte Brandverhalten.

2.3.2 Brandverhalten

Ausgehend vom Brandherd hat jedes Feuer das Bestreben sich auszubreiten. Relevant für die Geschwindigkeit der Ausbreitung sind die in den angrenzenden Bauteilen verwendeten Baustoffe sowie die Verfügbarkeit von Sauerstoff.⁶⁹ Es macht also einen Unterschied, ob die im Bau genutzten Werkstoffe selbständig oder nur unterstützend brennen und inwiefern dabei schädliche Rauchgase entstehen. Der aus brandtechnischer Sicht beste Fall ist die Verwendung von ausschließlich nicht brennbaren Materialien, also Materialien die auch bei einwirkenden Flammen nicht zu brennen beginnen. Für nicht brennbare Materialien (Stahl, Aluminium, Glas...) spielt es keine Rolle, wie heiß die Zündquelle ist, die maximale Reaktion ist der Wechsel des Aggregatzustandes (in den meisten Fällen der Übergang von fest in flüssig). Ausschlaggebend für das Brandverhalten von Bauprodukten ist demnach der verwendete Baustoff.

Ungünstiges Brandverhalten, bezogen auf eine gewünschte möglichst langsame Brandausbreitung, weisen leicht entzündliche Materialien wie Papier oder nahezu sämtliche plastischen Baustoffe (PVC, Acryl...) auf. Den denkbar schlechtesten Fall stellen explosive Stoffe als Baustoffe dar. Deren Anwendung als Baustoff ist im Bauwesen ist aber gänzlich unüblich.

Der zweite entscheidende Faktor beim Thema Brandverhalten ist die Ausbildung von Rauchgasen beim Verbrennen bzw. bei raschem Temperaturanstieg. Auch schwer entzündliche Stoffe können bei entsprechender Erhitzung rasch in den gasförmigen Aggregatzustand wechseln, sich im Gebäude ausbreiten und je nach Temperatur und Konsistenz die flüchtenden Menschen beeinträchtigen oder schädigen. Es muss also berücksichtigt werden, ob der verwendete Baustoff im Brandfall eventuell schädliche Gase entwickelt, die im Atemkreislauf des Menschen erhebliche Schäden anrichten bzw. dadurch ein Benützen der Rettungswege unmöglich machen.

⁶⁹ Bemerkung: Vermehrte Zuführung von Sauerstoff facht ein Feuer an, der Entzug von Sauerstoff kann es jedoch eindämmen und sogar erlöschen.

Der dritte und letzte Aspekt beim Brandverhalten ist das Abtropfen des Baustoffes oder das teilweise Abfallen von Komponenten nicht homogener Bauprodukte. Ein Bauprodukt ist homogen, wenn es lediglich aus einem Baustoff besteht. Durch möglicherweise herabfallende Bestandteile der Außenhülle des Gebäudes besteht besondere Gefahr für die aus dem Gebäude flüchtenden Menschen bzw. für die ins Gebäude eindringenden Rettungskräfte. Das mögliche Herauslösen der Einzelteile bzw. das Abtropfen größerer Mengen sollte folglich tunlichst verhindert werden. Am besten gelingt dies durch Verwendung von ausschließlich nicht brennbaren Baustoffen und/oder durch Vorkehrungen, die das Herabfallen von entsprechend großen Teilen (Teile, die eine Größe aufweisen, die bei Beschleunigung durch die Erdanziehungskraft bei entsprechender Fallhöhe dem Menschen gefährlich werden könnten) verhindern.

2.3.3 Brandüberschlag

Der Brandüberschlagsbereich ist beim Feuerschutz moderner Gebäude die logische Konsequenz aus der Eigenschaft des Feuers sich - auch über die Außenhülle- auszubreiten. Ausgehend von einem Brand im Inneren eines Gebäudes oder eines brennenden nahestehenden Bauwerkes gilt es das Übergreifen der Flammen auf das betroffene Gebäude selbst und im weiteren das Ausbreiten im Gebäude, auf andere Brandabschnitte (horizontaler Brandüberschlag) oder andere Stockwerke (vertikaler Brandüberschlag) zu verhindern bzw. die Ausbreitung zu verzögern, bis die lokalen Hilfskräfte vor Ort sein können.

Zur Verhinderung der Brandausbreitung über die Außenhülle eines Gebäudes müssen die folgenden Punkte beachtet werden:

- Übertragung der Temperatur durch die Luft
- Aufsteigen der heißen Luft und der Rauchgase (Kamineffekte)
- Funkenflug und eventuelle Windstärken
- Brandverhalten der Baustoffe (siehe Kapitel 2.3.2)

Die aus den Kenntnissen über die gelisteten Punkte resultierenden Maßnahmen sind in den nationalen Regelwerken, also den Baugesetzen, Bauordnungen und technischen Richtlinien der jeweiligen europäischen Länder niedergeschrieben und müssen strengstens eingehalten werden. Aufgrund der unterschiedlichen Häufigkeit von Berufsfeuerwehren und Feuerwachen in den Staaten können auch die brandtechnischen Maßnahmen in den Brandüberschlagsbereichen unterschiedlich sein. Gemeinsame

Richtlinie ist jedoch in allen Ländern, dass Vorkehrungen getroffen werden müssen, um die Brandausbreitung einzudämmen.

Es handelt sich in der Regel um an die Geschoßdecken anschließende Brüstungs- oder Schürzenbereiche, die in feuerfester Ausführung den vertikalen Brandüberschlag verhindern sollen. Auch senkrecht aus der vertikalen Gebäudehülle auskargende Brüstungen können den vertikalen Brandüberschlag eindämmen bzw. auch ganz verhindern.

Dem horizontalen Brandüberschlag wird meist mit brandhemmender Ausführung der an innere, vertikale Brandwände grenzenden Außenhülle entgegengewirkt.⁷⁰ Ein solcher Brandüberschlagsbereich kann sich auch über die gesamte Gebäudehöhe hinziehen.

Dies tritt auch ein, wenn ein anderes Gebäude zu nah an dem zu schützenden Gebäude steht oder geplant wird. Die möglicherweise erreichbaren Zonen, die von den durch den Wind angefachten Flammen oder durch Funkenflug gefährdet sind, müssen entsprechend dagegen geschützt werden, sich zu entzünden bzw. Schaden zu nehmen.

2.3.4 Brandschutznormen und Klassen

Die für diese Arbeit relevanten Ausprägungen der Gebäudehülle lassen sich in die in Kapitel 2.1.2 genannten Arten von Glasfassaden unterteilen. Aus Sicht des Normers sind aktuell 2 Produktgruppen betroffen, aus denen sich die genannten Fassadenarten herstellen lassen.

Europäische Normen für Feuerschutzabschlüsse	Normnummer	Veröffentlichungsdatum
Produktnorm		
Fenster, Türen und Tore - Produktnorm, Leistungseigenschaften - Feuer und/oder Rauchschutzeigenschaften	EN 16034	Noch nicht veröffentlicht
Anforderungsnorm / Klassifizierungsnorm		
Tore, Türen und zu öffnende Fenster mit Feuer- und/oder Rauchschutzeigenschaften. Anforderungen und Klassifizierung	EN 14600	01.03.2006
Klassifizierung von Bauprodukten und Bauarten zu ihrem Brandverhalten Teil 2: Klassifizierung mit den Ergebnissen aus den Feuerwiderstandsprüfungen, mit Ausnahme von Lüftungsanlagen	EN 13501-2	01.01.2009
Prüfnormen		
Prüfungen zum Feuerwiderstand und zur Rauchdichte für Feuer- und Rauchschutzabschlüsse, Fenster und Beschläge Teil 1: Prüfungen zum Feuerwiderstand für Feuerschutzabschlüsse und Fenster (konsolidierte Fassung)	EN 1634-1	01.03.2007
Prüfungen zum Feuerwiderstand und zur Rauchdichte für Feuer- und Rauchschutzabschlüsse, Fenster und Beschläge Teil 3: Prüfungen zur Rauchdichte für Rauchschutzabschlüsse (konsolidierte Fassung)	EN 1634-3	01.03.2007
Prüfungen zum Feuerwiderstand für nichttragende Bauteile Teil 1: Wände	EN 1364-1	01.04.2000

Abb. 26, Tabelle 2: Normen für Feuerschutzabschlüsse Teil 1: Fenster, Türen und nichttragende Wände

⁷⁰ OIB Richtlinie 2 Ausgabe: April 2007, Seite 9

Einerseits handelt es sich hierbei um die sogenannten Feuerschutzabschlüsse, also Tore, Türen und zu öffnende Fenster mit Feuer- und/oder Rauschutzeigenschaften sowie nichttragende Wände, (vgl. Abb. 26) und andererseits um die Teile, der schon bekannteren Vorhangsfassade, die ebenfalls Rauch- und/oder Feuerschutzeigenschaften aufweisen. (vgl. Abb. 27)

Europäische Normen für Feuerschutzabschlüsse	Normnummer	Veröffentlichungsdatum
Produktnorm		
Vorhangfassaden - Produktnorm	EN 13830	01.11.2003
Anforderungsnorm / Klassifizierungsnorm		
Klassifizierung von Bauprodukten und Bauarten zu ihrem Brandverhalten Teil 2: Klassifizierung mit den Ergebnissen aus den Feuerwiderstandsprüfungen, mit Ausnahme von Lüftungsanlagen	EN 13501-2	01.01.2009
Prüfnormen		
Feuerwiderstandsprüfungen für nichttragende Bauteile Teil 3: Vorhangfassaden — Gesamtausführung	EN 1364-3	01.12.2006
Feuerwiderstandsprüfungen für nichttragende Bauteile Teil 4: Vorhangfassaden — Teilausführung	EN 1364-4	01.05.2007
Prüfungen zum Feuerwiderstand für nichttragende Bauteile Teil 1: Wände	EN 1364-1	01.04.2000

Abb. 27, Tabelle 3: Normen für Feuerschutzabschlüsse Teil 2: Fassaden

Das Brandverhalten dieser Bauteile ist in den folgenden Normen geregelt:

Europäische Normen für's Brandverhalten von Bauteilen	Normnummer	Veröffentlichungsdatum
Anforderungsnorm / Klassifizierungsnorm		
Klassifizierung von Bauprodukten und Bauarten zu ihrem Brandverhalten - Teil 1: Klassifizierung mit den Ergebnissen aus den Prüfungen zum Brandverhalten von Bauprodukten	EN 13501-1	12.01.2009
Prüfnormen		
Prüfungen zum Brandverhalten von Bauprodukten - Nichtbrennbarkeitsprüfung (ISO 1182:2010)	EN ISO 1182	01.09.2010
Prüfungen zum Brandverhalten von Bauprodukten - Thermische Beanspruchung durch einen einzelnen brennenden Gegenstand für Bauprodukte mit Ausnahme von Bodenbelägen	EN 13823	01.06.2002
Prüfungen zum Brandverhalten von Bauprodukten - Bestimmung der Verbrennungswärme (ISO 1716:2002)	EN ISO 1716	01.06.2002
Prüfungen zum Brandverhalten von Bauprodukten - Teil 2: Entzündbarkeit bei direkter Flammeneinwirkung (ISO 11925-2:2002)	EN ISO 11925-2	01.06.2002

Abb. 28 , Tabelle 4: Normen über das Brandverhalten von Bauteilen

Aus den genannten Regelwerken (vgl. Abb. 28) resultieren die nun folgenden Klassen zur Definition des Feuerwiderstandes bzw. zur Ausweisung des Brandverhaltens für Fassadenbauteile.⁷¹

⁷¹ Bemerkung: Die zitierten Erklärungen aller gelisteten Klassen wurden aus Schulungsunterlagen des IBS-Linzer übernommen (Linzer Brandschutztag, 13.Okt. 2010)

- **E - Raumabschluss**

„Ist die Fähigkeit eines Bauteils mit raumtrennender Funktion, die Beanspruchung eines nur an einer Seite angreifenden Feuers so zu widerstehen, dass ein Feuerdurchtritt zur unbeflammten Seite verhindert wird.“

- **I - Wärmedämmung**

„Ist die Fähigkeit eines Bauteils die Übertragung von Feuer und Wärme soweit zu begrenzen, dass auf der dem Feuer abgewandten Seite des Bauteils Personen nicht gefährdet und dort befindliche Materialien nicht entzündet werden.“

Die Normkriterien einer Brandprüfung zum Erreichen der Klasse I Erlauben auf der Brandgegenseite eine maximale Erhöhung der Temperatur um 180 Grad bzw. um 140 Grad im Mittel über die gesamte Prüfdauer.

- **W - Strahlung**

„Ist die Fähigkeit eines Bauteils die Wärmestrahlung auf der dem Feuer abgewandten Seite zu begrenzen.“

Damit sind die für diese Arbeit wesentlichen Klassen genannt. Zusätzlich zu diesen Klassen gibt es folgende Zusatzklassifizierungen, die in der Außenhülle relevant sind:

- **(o→i) Outside to Inside**

Damit werden asymmetrische Bauteile bezeichnet, welche lediglich von der Außenseite beflammt wurden.

- **(i→o) Inside to Outside**

Gegenteil vom Vorgänger, hier wurde lediglich von der Innenseite beflammt.

- **ef** External Fire

Die vielleicht interessanteste Zusatzbezeichnung „ef“ steht für External Fire, also wörtlich ins Deutsche übersetzt „äußere Flamme“. Damit bezeichnet man Konstruktionen, die anstelle der Einheitstemperaturkurve mit der Temperaturkurve des äußeren Feuers getestet werden. Hierzu muss wahrscheinlich erklärt werden, dass Prüfungen zum Feuerwiderstand grundsätzlich analog der Einheitstemperaturkurve durchgeführt werden, welche von Raumtemperatur innerhalb von 90 Minuten auf über 1000 Grad ansteigt und so einen Zimmerbrand simulieren soll.

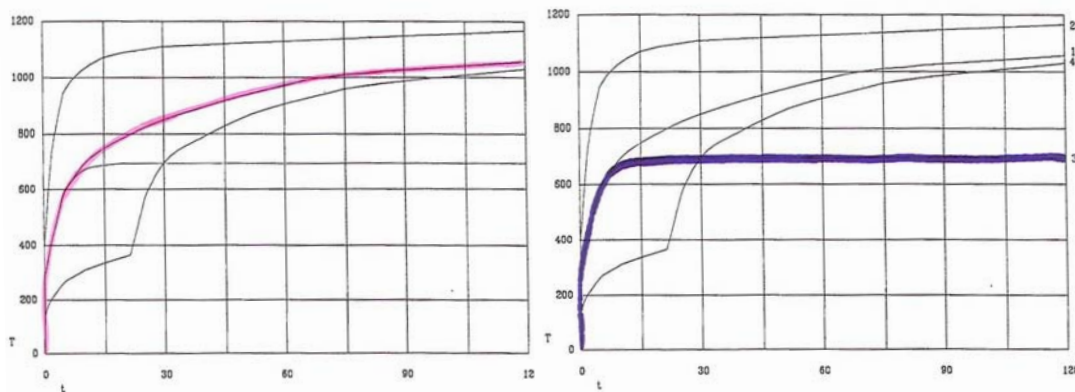


Abb. 29 Gegenüberstellung Einheitstemperaturkurve (lila) und Außenbrandkurve (blau)

Bei der sogenannten Außenbrandkurve wird jedoch davon ausgegangen, dass Feuer an der Außenseite des Gebäudes auftritt, also ins Freie abstrahlen kann, und von der Umgebungsluft mehr oder weniger gekühlt wird. Unter diesen Voraussetzungen wird die Temperatur an der Außenseite der Gebäudehülle immer unter 700° bleiben.

Wurde bei der Brandprüfung die Außenbrandkurve angewendet, so ist die erreichte Klassifizierung mit dem Zusatz „ef“ zu versehen, ein Zusatz, der für Außenwandbauteile durchaus sinnvoll ist.

Die Klassifizierung für ein entsprechendes Fassadenelement im Brandüberschlagsbereich könnte somit z.B. „EI 90 ef“ sein. Ein derartiges Bauteil kann sicherstellen, dass über den gesamten Bereich des Elementes die Temperatur an der Innenseite um nicht mehr als 140° im Mittel bzw. maximal 180° steigen kann, wenn es 90 Minuten lang von außen beflammt wird.

D.h., ein Feuer von Nebengebäuden oder von unteren Stockwerken ausgehend könnte in diesem Bereich 90 Minuten lang eingedämmt werden.

Um diese Klassifizierungen zu erreichen, müssen natürlich auch die verwendeten Komponenten des zu integrierenden PV-Systems entsprechenden ausgewählt und hinsichtlich ihrer Tauglichkeit im Brandfall überprüft werden. Auch eventuelle Selbstentzündungen während des Betriebes sind im Vorhinein auszuschließen.

Trotz des relativ neuen Betätigungsfeldes der Photovoltaik im Bauwesen gibt es auch hierfür ein bereits sehr umfangreiches europäisches Regelwerk, das über den bereits erwähnten CE-Kennzeichnungsbereich hinaus geht und das gesamte PV-System betrifft. Ein eigenes europäisches Regelwerk, den Brandschutz bei gebäudeintegrierten PV-Anlagen betreffend, gibt es jedoch noch nicht.

Die für den Brandschutz und das Brandverhalten der Module wichtigsten Normen sind in der folgenden Tabelle aufgeführt:

Europäische Normen mit brandtechnischen Merkmalen für Photovoltaiksysteme	Nummer	Datum
Terrestrische Photovoltaik- (PV-) Module mit Silizium-Solarzellen; Bauarteignung und Bauartzulassung	EN 61215	2005
Terrestrische Dünnschicht-Photovoltaik (PV)- Module – Bauarteignung und Bauartzulassung	EN 61646	1997
Empfindlichkeit von photovoltaischen (PV-) Modulen gegen Stoßbeschädigung (Prüfung der Stoßfestigkeit)	EN 61721	1999
Photovoltaik(PV)-Module - Sicherheitsqualifikation - Teil 1: Anforderungen an den Aufbau,	EN 61730-1	2004
Photovoltaik(PV)-Module - Sicherheitsqualifikation - Teil 2: Anforderungen an die Prüfung	EN 61730-2	2004
Photovoltaische (PV-) Systeme; Eigenschaften der NetzSchnittstelle	EN 61727	1996
Steckverbinder für Photovoltaik-Systeme – Sicherheitsanforderungen und Prüfungen	EN 50521	2009
Anschlussdosen für Photovoltaik-Module	prEN 50548	2009
Überspannungsschutz für photovoltaische (PV) Stromerzeugungssysteme; Leitfaden	EN 61173	1994
Terrestrische photovoltaische (PV-) Stromerzeugungssysteme; Allgemeines und Leitfaden	EN 61277	1998
Blitzschutz – Teil 3: Schutz von baulichen Anlagen und Personen – Beiblatt 5: Blitz- und Überspannungsschutz für PV-Stromversorgungssysteme	EN 62305-3	2009
Photovoltaische (PV) Inselssysteme – Bauarteignung und Typprüfung	EN 62124	2005
Sicherheit von Leistungsumrichtern zur Anwendung in photovoltaischen Energiesystemen - Teil 1: Allgemeine Anforderungen	EN 62109-1	2007
Sicherheit von Leistungsumrichtern zur Anwendung in photovoltaischen Energiesystemen - Teil 2: Besondere Anforderungen an Wechselrichter	prEN 62109-2	2009

Abb. 30, Tabelle 5: Wesentliche europäische Normen für Brandschutz und Brandverhalten bei fassadenintegrierten PV- Systemen

Ausgehend von der eingehenden Prüfung der verwendeten Produkte anhand dieser Normen kann davon ausgegangen werden, ausreichende brandtechnische Maßnahmen am Stand der Technik, bei der Integration des photovoltaischen Systems ins das Bauwerk, vorgenommen zu haben. Darüber hinausgehende nationale Regelwerke dürfen deshalb aber nicht vernachlässigt werden und müssen zusätzlich in das bei der Gebäudeplanung notwendige Brandschutzkonzept mit einfließen.

3 ANFORDERUNGEN AN DIE VERTIKALE GEBÄUDEHÜLLE UND INTEGRIERTE PV-MODULE

3.1 Aufgaben der vertikalen Gebäudehülle

3.1.1 Heizen / Kühlen / Belüften

Beim Aufenthalt in Gebäuden benötigen wir, um uns als Menschen behaglich zu fühlen, eine einerseits einigermaßen konstant temperierte, andererseits mit genügend Frischluft versetzte Raumluft. Im mitteleuropäischen Klima ist es notwendig in den kalten Jahreszeiten zu heizen und in den wärmeren Monaten vor der sommerlichen Überhitzung zu schützen. Natürlich spielt die diesbezügliche Qualität „der Haut“ des Gebäudes hierbei eine entscheidende Rolle, da sie im ständigen Austausch mit dem Außenklima steht. Die Summe der notwendigen Energie, die zur Anhebung - theoretisch auch zur Senkung - der Raumlufttemperatur benötigt wird, errechnet sich über den jährlichen Durchschnitt und wird als Heizwärmebedarf bezeichnet. Die Sonnenenergie spielt hierbei insofern eine gewichtige Rolle, als das sowohl die Erwärmung der Mauern und Fassaden als auch die Einstrahlung durch die transparenten Bereiche den benötigten Heizwärmebedarf beeinflussen.

Transparente Bereiche werden in unseren Breitengraden mit Stand der Technik mindestens mit Zweischeibenisolierverglasung, zukünftig auch mit Dreischeibenisolierverglasung oder mit Vakuumverglasungen ausgeführt, um die vorgeschriebenen Wärmedämmwerte (U-Wert) zu erreichen.

Der Ug-Wert weist das Wärmedämmvermögen einer Verglasung aus. Je nach eingebauter Verglasung variiert auch der Gesamtenergiedurchlassgrad (g-Wert) der durchsichtigen Bereiche.⁷²

Durch die transparente Ausführung von Teilbereichen der Gebäudehülle gibt es also einerseits Energieverluste und andererseits Energiegewinne. Die Differenz der beiden bildet die Energiebilanz der Verglasung.⁷³ Dazu ist anzumerken, dass eine Verglasung in der Regel niemals einen vergleichbar guten Wärmedämmwert aufweisen wird wie ein opaker Bauteil. Das gilt auch für die Füllungen von Fassadenelementen. Mit opaken Paneelen können hier mit einfachen Mitteln und geringen Kosten Wärmedämmwerte von bis zu 0,2 W/m²K erreicht werden. Handelsübliche Verglasungen reichen aktuell bis zu Dämmwerten von 0,5 W/m²K, was jedoch nur mit Top-Produkten und unter starkem finanziellem Aufwand erreicht werden kann.

⁷² Vgl. Bemerkung: Der g-Wert einer Verglasung gibt das Verhältnis zwischen insgesamt einfallender Sonnenenergie und der tatsächlich durch das Glas im inneren ankommenden Energie an. Glashandbuch Memento; Saint Gobain Glass 2005, Seite 357

⁷³ Vgl. Glashandbuch Memento; Saint Gobain Glass 2005, Seite 357

Aufgabe der Gebäudehülle ist es dahingehend ausgerichtet zu sein, dass im Winter über die Solarstrahlung Energie gewonnen wird, welche den täglichen Heizwärmebedarf senkt, also auch nicht wieder sofort durch die wärmetechnischen Schwachstellen das Gebäude verlässt. Gleichzeitig muss selbige Konstruktion auch in der Lage sein den Wärmeüberschuss im Sommer ohne zusätzliche Energie verbrauchende Kühlmaßnahmen zu kompensieren. Dies kann mittels entsprechendem Sonnenschutz (vgl. Kapitel 2.1.2.2) oder unter Mithilfe von offenbaren Elementen bei gleichzeitiger Belüftung geschehen. Moderne Gebäudehüllen sind über mechatronische Applikationen in der Lage regelmäßige Stoßlüftung und oder längerfristige Belüftungen selbstständig und vollautomatisch durchzuführen. Da dies vermehrt im Sommer notwendig ist (hohe Bestrahlungsstärke), bietet es sich geradezu an hierfür eine photovoltaische Stromquelle zu nutzen.

3.1.2 Tageslichtnutzung mittels Glasfassaden

Ein weiterer Grund, neben der Temperierung der Räumlichkeiten mittels Solarstrahlung, ein Gebäude nicht, wie die historischen Schildbürger, ohne Fenster auszuführen, ist die Möglichkeit der Nutzung des Tageslichtes.

„Die Sonne ist eine große Lichtquelle für alles, was lebt. Als solche müsste sie bei der Planung jedes Hauses genutzt werden.“⁷⁴

Neue Gebäudehüllen müssen in der Lage sein, einen Großteil der bei Betrieb anfallenden Kosten für die Beleuchtung durch die Bereitstellung von Tageslicht einzusparen.

Dies geht soweit das die Legislative (zumindest in Österreich) etwa für Aufenthaltsräume in Gebäuden einen Mindestanteil an Glasflächen vorschreibt, nämlich 10% der Grundfläche des Raumes⁷⁵

Eine sinnvolle Gestaltung der vertikalen Fassadenflächen ist demnach nur mit entsprechenden lichtdurchlässigen Anteilen möglich, welche sowohl diffuse (durch Luftmoleküle oder Staubteilchen abgelenkte) Strahlung als auch die direkte Solarstrahlung in die für den Menschen wahrnehmbaren Lichtwellenlängen ins Innere des Gebäudes dringen lassen.

3.1.3 Brandtechnische Aufgaben der vertikalen Gebäudehülle

Die Außenfassade eines Gebäudes hat vorrangig zwei brandtechnische Aufgaben. Ausgehend von einem Brand im Inneren eines Stockwerkes oder einer externen Brandquelle in nächster Nachbarschaft des Gebäudes muss die Fassade in der Lage sein die folgenden Schutzziele zu gewährleisten:

⁷⁴ Vgl. Architekt Lloyd Wright (1869-1959) Glashandbuch Memento; Saint Gobain Glass 2005, Seite 357

⁷⁵ Vgl. OIB Richtlinie 6 Ausgabe: April 2007, Seite 2

- Verhindern der Brandausbreitung im Gebäude

Brennt es im Inneren des Gebäudes, muss verhindert werden, dass das darüber liegende Stockwerk oder ein angrenzender Brandabschnitt ebenfalls in Brand gerät. Die dazu bei der Planung zu berücksichtigenden Brandüberschlagsbereiche werden entsprechende der Gebäudekategorie (Gebäudeklasse) in verschiedenen Brandklassen und Abmessungen durch die Baubehörden vorgeschrieben. In Österreich gilt (gleich wie in Deutschland) bei Brandüberschlagsbereichen generell die Anforderung **EI 90**. Es muss „ein deckenübergreifender Außenwandstreifen von mindestens 1,2 m Höhe in der Feuerwiderstandsklasse EI 90 vorhanden sein...“⁷⁶ oder eine äquivalente Maßnahme. Der genannte Außenwandstreifen kann als Schürze, als Brüstung oder als Kombination beider Varianten ausgeführt werden. Darüber hinaus muss dafür Vorkehrung getroffen werden, dass das Feuer sich nicht durch den Raum zwischen Geschoßdecke und Fassade ausweiten kann. Um entsprechendes Brandverhalten sicherzustellen, müssen die Bauteile für diesen Überschlagsbereich aus nicht oder zumindest nur schwer brennbaren Materialien sein.

Auch der horizontale Brandüberschlag wird durch die Vorschreibung von Abständen zu brandabschnittsbildenden Wänden eingeschränkt. So wird jenseits der Brandachse ein gleichwertiger Abschnitt von 0,5 m, bei polygonalen Außenwänden bis zu 3 m links und rechts gefordert.⁷⁷

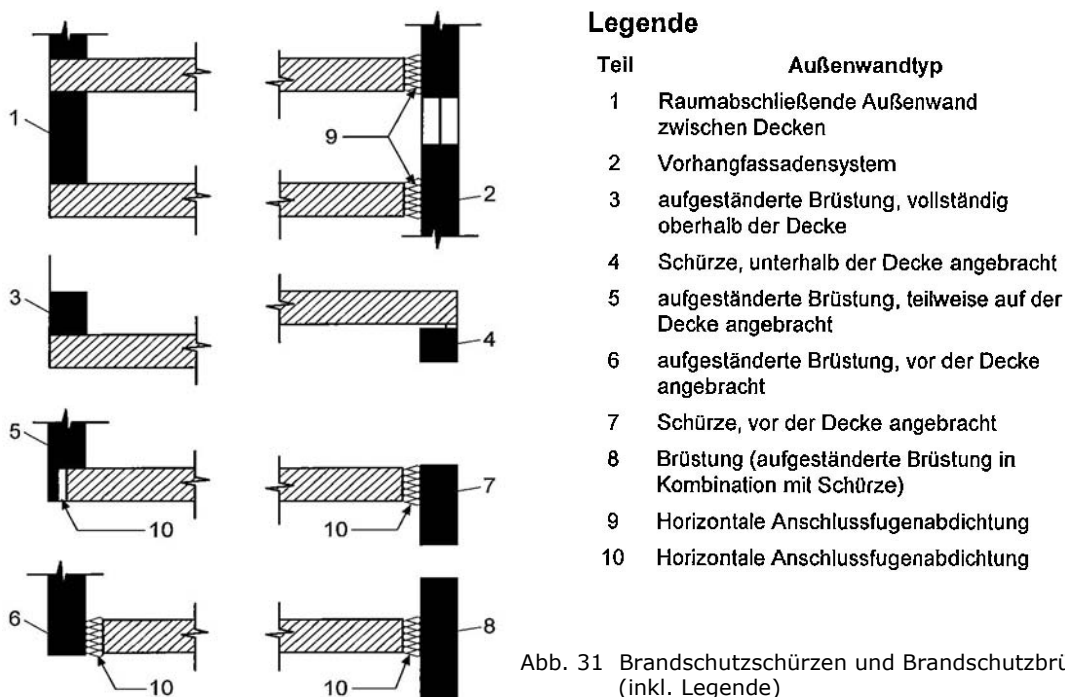


Abb. 31 Brandschutzschürzen und Brandschutzbrüstungen (inkl. Legende)

⁷⁶ Vgl. OIB Richtlinie 2 Ausgabe: April 2007, Seite 3

⁷⁷ Vgl. OIB Richtlinie 2 Ausgabe: April 2007, Seite 4

Je nach Gebäudetyp und Brandschutzkonzept kann diese Anforderung durch Fachmänner der Feuerwehr, mit dem Einverständnis der örtlichen Baubehörde im Zuge eines Brandschutzkonzeptes gesenkt werden. Hierbei kommt es, je nach Nähe der Feuerwachen oder eventueller brandtechnischer Zusatzmaßnahmen zu Reduzierungen der geforderten Brandwiderstandsdauer. Beginnend bei der Senkung zu EI 90 ef abwärts bis zu EW 30, sind Beispiele bis hin zur geringen Anforderung von **E 30** bekannt. (LKH Steyr, KH Elisabethinen in Linz).

Die Anforderung an das Brandverhalten wird jedoch so gut wie nie eingeschränkt, da unbedingt verhindert werden muss, dass die Außenhaut selbständig weiter brennt. Bekannte Baustoffe wie Alu oder Stahl bewegen sich ohnehin im nicht brennbaren Bereich (Klasse A). Holz hingegen kann nur mit entsprechender Nachbehandlung (z.B. Flammschutzmittel) eine annähernd ansprechende Klasse erreichen.

Nur in Ausnahmefällen, (etwa bei Doppelfassaden mit integrierter Sprinkleranlage) kann eine Erleichterung zur Verwendung mäßig brennender Baustoffe erfolgen.

- Verhinderung des Übergriffes auf andere Gebäude

Steht ein Gebäude zu nahe (näher als 5m) an der Außenwandung eines Nachbargebäudes, so ist der Bereich, der unter die 5 Meter fällt, ebenfalls als Brandüberschlagsbereich im Sinne der vorher genannten Regelung anzusehen. Hierbei muss dafür gesorgt werden, dass kein Übergriff der Flammen erfolgt, das Feuer kann aber auf die Brandlast von außen reduziert werden, sinnvoller Weise sind also nur Brandwiderstandsdauern mit dem Kürzel „ef“, also mit der Brandlast nach der Temperaturkurve des Feuers von außen anzusetzen

Neben diesen beiden Hauptaufgaben ergeben sich aus den rettungstechnischen Maßnahmen für den Brandfall noch weitere Anforderungen an die vertikale Gebäudehülle, welche, je nach Gebäudetyp, in Erscheinung treten könnten:

- Natürlicher Rauch- und Wärmeabzug

Integration von Zu- und Abluftöffnungen in Form von Fenstern und Türen, welche im Brandfall öffnen und so Stiegenhäuser und andere Fluchtwegsabschnitte entrauchen oder eine rauchfreie Schicht bilden, um so flüchtenden Menschen den Weg hinaus zu

gewähren bzw. Rettungsmannschaften den Weg ins Innere zu erleichtern.

- Herabfallen von Bauteilen im Brandfall

Diese flüchtenden Menschen und/oder Rettungsmannschaften sind davor zu schützen, dass im Brandfall gefährlich große Teile von Verglasungen oder sonstigen Bauteilen herabfallen und eventuell jemand treffen und verletzen. Insbesondere bei Verglasungen (Float-Glas / ESG) kann es zum Herabfallen großer Bruchstücke kommen, die Menschenleben gefährden können. Entsprechende Maßnahmen, beispielsweise auskargende Bauteile mechanische Vorrichtungen zur vollständigen Zerstörung von ESG oder die Verwendung von VSG, müssen diese Gefahr langfristig beseitigen.

Die brandtechnischen Anforderungen an vertikale Glasfassaden beziehen sich also auf Brandwiderstandsdauer, Brandverhalten und dem daraus resultierenden Brandausbreitungsverhalten. Die Komplexität dieser Anforderungen steigt mit der Komplexität der Fassadenkonstruktion. Jeder vermeidlich brennbare Werkstoff der zur Erstellung der Fassadenkonstruktion benötigt wird (z.B. hoch isolierender Dämm- und/oder Füllstoff) muss hinsichtlich seiner brandtechnischen Eigenschaften untersucht werden, sofern er in den brandhemmenden Bereichen zum Einsatz kommen soll. So schreiben, die in Österreich als der Stand der Technik geltenden **Technischen Richtlinien Vorbeugender Brandschutz (TRVB)**, in dem Fall die TRVB, N 115, für vorgehängte, mind. dreistöckige Fassaden von Büro und Wohngebäuden einen Schwellwert für die Brandwiderstandsdauer von W30 (alte Bezeichnung, heute EI 30 ef) vor.⁷⁸

Bei den technisch anspruchsvollen Doppelfassaden treten noch weitere, ungünstige Effekte auf. Durch den Abstand zwischen der inneren und der äußeren Isolierschicht kommt es bei punktgehaltenen und vor allem bei reinen vertikalen Kanaldoppelfassaden im Brandfall zur „Kanalisation von Feuer und Rauch“⁷⁹, den brandtechnisch fatalen Kamineffekten. Die entstehende Sogwirkung verteilt den Rauch im Zwischenklima von der Brandquelle über die oberen Stockwerke. Die TRVB N 115 schreibt daher, neben der Forderung an das Fassadentragwerk aus einem mindestens der Klasse A (Brandverhalten) entsprechenden Baustoff hergestellt zu sein, in Tabelle 2 „Brandschutztechnische Maßnahmen bei Doppelfassaden von Gebäuden mit mehr als zwei Geschoßen“ Zusatzmaßnahmen vor, die in Abhängigkeit vom Konstruktionstyp beizubringen sind.

⁷⁸ Vgl. TRVB N 115 Punkt 3.2.2.4.1, Seite 4

⁷⁹ Vgl. TRVB N 115 Punkt 3.2.2.5, Seite 5

Diese zusätzlichen Maßnahmen reichen von der Planung zusätzlicher Abschottungen zwischen Innen- und Außenhaut bis zur Vorsehung einer Sprinkleranlage für eben diesen Zwischenraum und sind meist mit erheblichen Mehrkosten verbunden. Ein schlüssiges Brandschutzkonzept ist Voraussetzung für die Umsetzung solcher Glasfassadenkonstruktionen. Eventuell integrierte photovoltaische Applikationen und deren Zubehör müssen in derartigen Konzepten berücksichtigt werden.

3.2 Aufgaben der in Glasfassaden integrierten Photovoltaikmodule nebst Zubehör

3.2.1 Energiebereitstellung

Die primäre Aufgabe eines Photovoltaikmoduls ist natürlich die Erzeugung von Energie. Dies funktioniert nur, wenn auch Energieverbraucher oder entsprechende Speicher für die erzeugte Energie an das System angeschlossen sind. Dabei sollte beachtet werden, dass ein Speichermedium immer mit Verlusten behaftet ist und der direkte Verbrauch einen insgesamt besseren Wirkungsgrad aufweist als bei temporärer Speicherung von Energie. Ziel sollte es sein eine PV-Anlage derart an das Gebäude anzupassen, dass die produzierte Energie etwa dem Verbrauch entspricht. Ist die Menge an produzierter Energie dauerhaft höher als der direkte Verbrauch durch die Gebäudetechnik, so ist ein Anschluss an das lokale Stromnetz von großem Vorteil, da überschüssige Energie ohne Zwischenspeicher zu anderen Verbrauchern weitergeleitet werden kann.

Bei gebäudeintegrierten PV-Systemen ist bei der Dimensionierung folglich darauf zu achten, welchen zu erwartenden, durchschnittlichen Verbrauch das Gebäude über den Tag bzw. über längere Zeiträume haben wird und welche kurzfristigen Verbrauchshöchstwerte in diesen Zeiträumen vorkommen können. Die notwendige Modulfläche steht in direktem Zusammenhang mit dem ermittelten Verbrauch und kann anhand dessen ausgelegt werden.

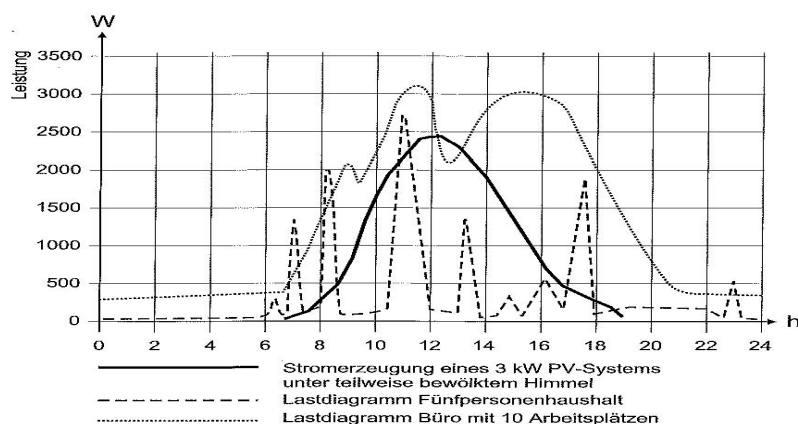


Abb. 31 PV-Stromerzeugung und Strombedarf

Vorab sollte jedoch geklärt werden, welche Flächenanteile der Fassade überhaupt für die Integration von PV-Modulen herangezogen werden können, da ja auch noch eine ansprechende Menge an Tageslicht durch die vorhandenen Flächen in das Gebäudeinnere dringen soll.

Eine weitere Nutzungsmöglichkeit der Fassadenfläche zur Energiebereitstellung ist die semitransparente Anordnung von Photovoltaikzellen. Hierbei steht meist das Design (siehe 3.2.2) im Vordergrund, doch können auch sinnvolle Beschattungen mittels semitransparenter Zellen oder durch semitransparente Anordnung von opaken Zellen erzeugt werden.

Die Summe der erzeugten Gleichströme muss zum Wechselrichter transportiert werden, der sich in der Regel im Inneren des Gebäudes befindet. Die hierzu notwendigen Kabel durchdringen dabei jedenfalls die innerste Schicht der Gebäudehülle und schaffen dadurch eine möglicherweise undichte, wärme- und brandtechnische (siehe 3.2.3) Schwachstelle. Die Anzahl der Durchdringungen sollte möglichst gering gehalten werden. Sie geht einher mit der Anzahl der notwendigen Wechselrichter.

Es sollte demnach möglichst nur ein zentraler Wechselrichter installiert werden, der es vermag, die, je nach geographischer Ausrichtung der Zellen, oft sehr unterschiedlichen Stromstärken umzuwandeln.

Der vertikale Einbauwinkel von PV-Modulen in Glasfassaden mitteleuropäischer Bauwerke hat über den Tagesverlauf gesehen hierbei den Vorteil, dass die Schwankungen zwischen der am Morgen erzeugten vergleichsweise niedrigen Leistung und der mittäglichen Höchstwerte relativ gering ausfallen, da zur Zeit höchster Einstrahlungswerte der Einstrahlungswinkel der ungünstigste ist und umgekehrt. Auch eventuelle Beschattungen wirken sich hinsichtlich der Schwankungsbreite der Leistung bei vertikalem Einbau weniger negativ aus. Es kann also ein vergleichbar einfacher Solarwandler verwendet werden, der, je nach Gebäudetyp und Integrationsschema, vielleicht als einziger Wechsler für das installierte PV-System ausreicht.

Je mehr unterschiedlich ausgerichtete Flächen in der Gebäudehülle zur photoelektrischen Nutzung herangezogen werden, umso komplexer die Anforderungen an den oder die Wechselrichter. Auch die Länge der installierten Kabel spielt hinsichtlich der, mit der Kabellänge einhergehenden steigenden Verluste, eine wesentlich Rolle bei der Dimensionierung des PV-Systems.

⁸⁰ Bemerkung: In dieser Arbeit stehen die brandtechnisch anspruchsvollen Zonen im Vordergrund, welche in der Geschichte der Architektur meist opak ausgeführt wurden und noch werden, aber nur begrenzt durch die Gesetzgebung gefordert werden. Mittlerweile ist es technisch möglich die angesprochenen Bereiche unter Verwendung von entsprechenden Brandschutzgläsern auch transparent auszuführen, ein Zugewinn von Tageslicht ist also grundsätzlich möglich.

3.2.2 Das PV Modul als architektonisches Designelement

Gebäudeintegrierte PV-Module werden heutzutage jedoch nicht nur zur Erzeugung von Energie herangezogen. Die charakteristische Ausprägung der kristallinen Oberflächen ist weitgehend bekannt und kann auch aus großer Entfernung noch erkannt werden. Die Verwendung von Solartechnologie, welche für die Erzeugung von sauberem Strom steht, wird heutzutage nur allzu gern vor den „CO₂ freien Karren“ der ökologischen Betriebe, der „Green Companys“ gespannt.

Der Marketingwert einer weithin sichtbaren, im eigenen Firmengebäude integrierten PV-Anlage ist schwer in Zahlen zu fassen, gerade dann, wenn es sich um vermeintliche Ökosünder handelt, die damit auf ihr Engagement im Umweltschutz hinweisen und die Anlage noch zusätzlich bewerben bzw. die hauseigenen Imagebroschüren damit schmücken, ja oft bloß aufpolieren.

Dies soll der Verwendung von PV-Anlagen zu Marketingzwecken jedoch keinen Abbruch tun und der fiktionale Werbewert einer entsprechenden PV-Anlage ist sicher ein, noch über viele Jahre ansteigender und hoher, jedoch für die Amortisationsrechnung nicht greifbarer Wert.

Ähnlich verhält es sich auch bei mit Verwendung der Formen- und Farbenvielfalt von photoelektrischer Zellen. Sowohl polykristalline Zellen in diversen Farben als auch die verschiedenen Ausprägungen monokristalliner und amorpher Dünnschicht-Zellen können,



Abb. 33 Färbige Dünnschichtmodule

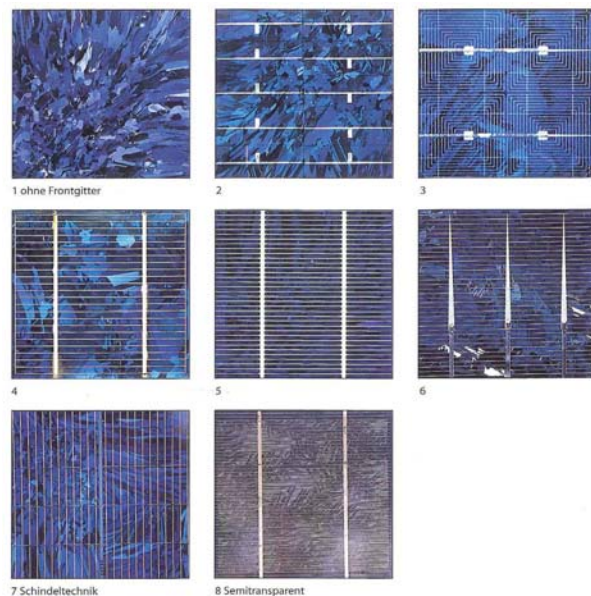


Abb. 34 Verschiedene polykristalline Muster

in Kombination mit dem hintergründigen Trägermaterial in vielfältigen Farben und Mustern verwendet werden und ästhetische Effekte erzielen.

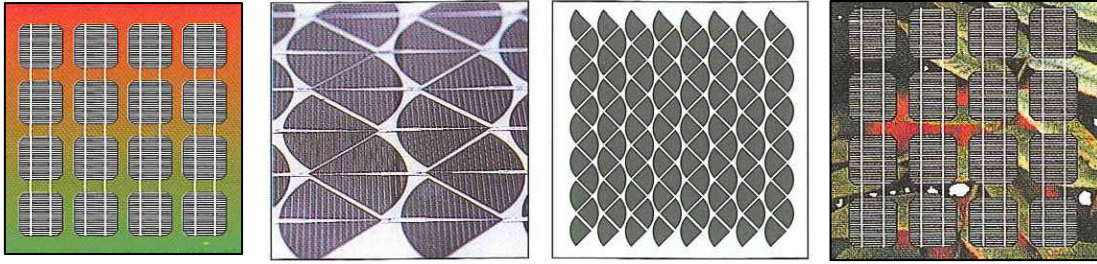


Abb. 35 Verschiedene Ausprägungen monokristalliner Zellen mit gemustertem Trägermaterial

Hat ein Architekt sich einmal mit einem bestimmten Design einen Namen machen können, wird er bei anderen Bauvorhaben mit gebäudehüllenintegrierter Photovoltaik wieder zu Rate gezogen werden, wenn das Design gefällt. Der dadurch entstehende Wiedererkennungswert kann sich sehr wohl im Auftragsbuch oder bei Gehaltverhandlungen des Architekten niederschlagen, hat aber für den Gebäudebesitzer bzw. den Endnutzer keinen direkt zuordenbaren oder monetär erfassbaren Wert.

Ein weiteres architektonisches Designelement ist das bei der Verwendung von semitransparenten PV-Modulen über den Tagesverlauf entstehende Spiel von Licht und Schatten in den dahinterliegenden Räumen. Die so geschaffene Atmosphäre ist einzigartig und kann auch als entsprechendes Warenzeichen mit Wiedererkennungswert dienen.

Richtig eingesetzt, können damit Kosten für zusätzliche Beschattungen oder Kühlmaßnahmen eingespart werden, falsch eingesetzt, muss hingegen mit zusätzlichen Kosten für die Beleuchtung oder für Heizkosten im Winter kalkuliert werden.

3.2.3 Brandschutztechnische Aufgaben

Die vorrangige brandtechnische Aufgabe eines fassadenintegrierten PV-Systems ist die Sicherheit des Systems während des Betriebes.

Doch auch bei Nacht, oder bei abgeschaltetem System muss bei eventueller Brandeinwirkung auf die Komponenten des Systems gewährleistet werden, dass das Feuer nicht auch noch unterstützt wird und sich daher die Brandausbreitung beschleunigt.

Es muss, entsprechend der geplanten Nutzung des PV-Moduls als Außenbauteil, darauf geachtet werden, dass im Brandfall keine für den Menschen gefährlich großen Bruchstücke herausbrechen und auf eventuell flüchtende Personen oder eindringende Rettungskräfte herabfallen. Die Rettungs- und Löscharbeiten sollten in keinsten Weise durch das installierte System behindert werden.

Ferner dürfen durch die mögliche Verbrennung einzelner Systembestandteile auch keine schädlichen Mengen an giftigen Gasen in die Umgebung abgegeben werden.

Die wesentlichen Anforderungen lassen sich in 2 Punkten zusammenfassen:

- Allgemeine Betriebssicherheit

Zur Aufrechterhaltung der Betriebssicherheit müssen die Selbstentzündung von Systemkomponenten und die Entzündung angrenzender Materialien bzw. umgebender Bauteile durch die Inbetriebnahme des PV-Systems verhindert werden. Die elektrischen Systembestandteile sind vor Wasser und externen Gewalten wie Sturmböen oder Blitzen entsprechend zu schützen. Negative Beispiele, wie das der Photovoltaikanlage Bürstadt, die am Sonntag, dem 28. Juni 2009, durch einen der brandgefährlichen Hot Spots teilweise in Brand geriet, müssen künftig verhindert werden.⁸¹

- Betriebssicherheit im Brandfall

Auch nach dem Abschalten des Generators können bei teilweise in Brand geratenen, größeren PV-Anlagen weiterhin Spannungen bis zu 900 Volt⁸² anliegen. Dadurch entsteht einerseits die Gefahr für die Löschmannschaften der Feuerwehr einen, über das Löschmittel transportierten, elektrischen Schlag zu bekommen, was einen Lösversuch so gut wie unmöglich macht, andererseits könnte ein anfangs nur oberflächlicher Brand rasch über die erhitzten Verkabelungen und mittels Unterstützung durch mögliche Kurzschlussströme ins Gebäudeinnere transportiert werden. Die Ausbreitung des Brandes und eventueller Giftgase im Gebäude sowie das Herabfallen brennender Bruchstücke müssen schon im Vorhinein verhindert oder zumindest begrenzt werden.

Die zur Lösung dieser Aufgaben herangezogenen Maßnahmen dürfen in keinem Widerspruch zu den bereits in Kapitel 3.1.3 genannten Anforderungen an die Glasfassaden stehen bzw. diese gelten auch im übertragenen Sinne für die in der Gebäudehülle integrierten Einzelbestandteile des PV-Systems.

⁸¹ Vgl. <http://www.haustechnikdialog.de/News/10077/Es-ist-passiert-5-MW-BP-Photovoltaik...>, 8.12.2010

⁸² Vgl. <http://www.feuerwehr-kuessaberg.de/assets/plugindata/poolf/PhotovoltaikAnlagen.pdf>, 12.12.2010

4 GEBÄUDEINTEGRIERTE PHOTOVOLTAIK IM FASSADENBAU

4.1 Integrationsprinzip in Glasfassaden

Zur Integration von PV-Modulen in die Brandüberschlagsbereiche der vertikalen Gebäudehülle müssen die zuvor gestellten Anforderungen erfüllt bzw. möglichst umfangreich berücksichtigt werden. Es spielt eine wesentliche Rolle, welche Fläche für den geplanten Umfang der Stromproduktion notwendig ist. Im günstigsten Fall reicht es, wenn nur die südlich orientierten Flächen in der Gebäudehülle herangezogen werden, da sie den besten Gesamtwirkungsgrad aufweisen.

Die PV-Module werden als fester und integrativer Bestandteil der Gebäudehülle geplant und verbaut.

Die Funktionalität der Außenhülle wäre durch das Entfernen der Module also nicht mehr vollständig gegeben. Die an den Modulen angebrachten oder angesteckten Kabel müssen in die Konstruktion eingebunden und dauerhaft vor Beschädigung geschützt werden. Der Wechselrichter kann, je nach Wechselrichterkonzept, zentral oder an mehreren Stellen im Inneren des Gebäudes platziert werden. Lediglich bei einer Anordnung des Wechselrichters direkt in der Außenhülle, beispielsweise im Zwischenraum einer Doppelfassade (denkbar bei mehreren kleinen Wechselrichtern oder einem kleinen Wechselrichter bei entsprechend kleinem System), muss dieser bei Planung und Ausführung der konstruktiven Außenhülle berücksichtigt werden.

4.2 Integrationsarten

4.2.1 Semitransparente Ausführungen in Glasfassaden

Bei der semitransparenten Ausführung ist das Basismaterial für die PV-Zellen Glas. Dabei kann es sich grundsätzlich um einfaches Float-Glas oder bereits vorgespannte Gläser wie ESG und TVG (teilvergesspanntes Glas) oder deren Zusammenstellung zu VSG handeln. Das einfache Float-Glas findet aufgrund seiner geringen Widerstandsfähigkeit und Bruchgefahr jedoch so gut wie keine Anwendung als Trägermaterial für Solarzellen. Nach Platzieren der Zellen am Trägerglas wird gegenseitig ein weiteres Glas zum Schutz der Zellen angeordnet. Im Zuge der Verbindung der beiden Glasscheiben kann mit geringem Aufwand auch gleich der Verbund zum bereits angesprochenen VSG hergestellt werden.

Natürlich wird durch die semitransparente Ausführung der grundsätzlich lichtdurchlässigen Außenhaut immer die Menge des verfügbaren Tageslichtes reduziert. Die Ausführung solcher Module sollte sich daher auf Bereiche konzentrieren, in denen dies gewünscht ist. Der Grad der Transparenz eines PV-Moduls ist dabei von der Bauart und der Zellbelegungsichte abhängig. „Lichtdurchflutete,

semitransparente amorphe PV-Module geben ein gleichmäßiges Licht, kristalline PV-Module mit klaren Glasscheiben hingegen verursachen sehr harte Licht / Schattenkontraste, die... als störend empfunden werden⁸³.

Ohne besondere Vorgaben hinsichtlich des Designs des Moduls empfiehlt es sich also amorphe, von außen gesehen, dunkle bis schwarze Zellen zu verwenden.

Die semitransparenten Glas-Solar-Module können nun auf verschiedene Weise in die Glasfassade integriert werden:

- Einzige oder innerste Schicht der Glasfassade

Bei dieser Integrationsart müssen alle brandtechnischen Aufgaben vom innen liegenden Modulpaket erfüllt werden. Semitransparent ist dies nur möglich, wenn das in der Regel innen liegende Brandschutzglas mit dem meistens außen liegenden PV-Glas-Moduls zu einer Isolierglasscheibe verbunden wird.

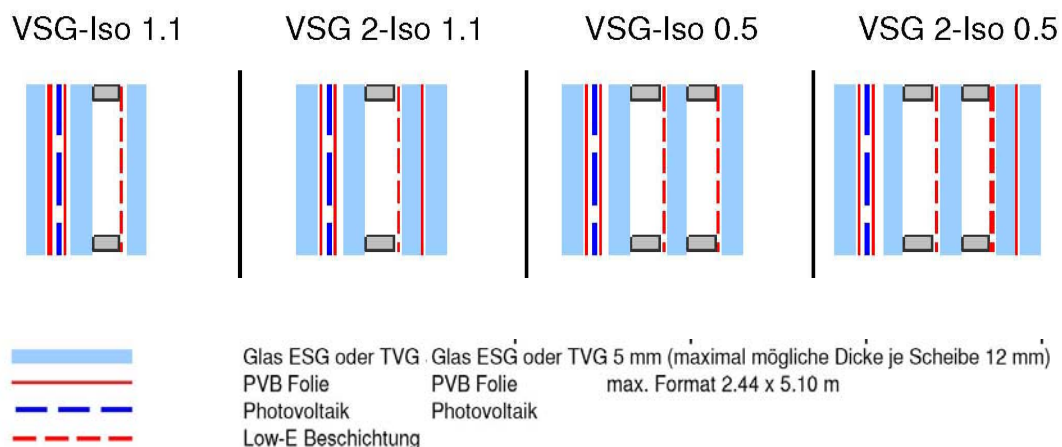


Abb. 36 Einbindung von PV-Zellen in Isoliergläser

Für wärmetechnisch anspruchsvolle Ausführungen könnte noch eine weitere Scheibe zwischen den beiden eben genannten platziert werden, das ergäbe also ein Dreifach-Brandschutz-Isolierglas mit integrierten PV-Zellen. Die Herstellung ist mit hohen Investitionskosten behaftet, da aktuell nur wenige Firmen (bspw. Fa. Ertex) ein derartiges Glas herstellen können und es entsprechend teuer ist. Hat aber den Vorteil, dass bei transparent ausgeführten Brandüberschlagsbereichen ohnehin mit ähnlichen Kosten für das dann benötigte Brandschutz-Isolierglas gerechnet werden muss.

Vor allem aber besteht noch keine Prüferfahrung hinsichtlich des kombinierten PV-Brandschutzglases und es ist daher zumindest anfänglich noch mit hohen Prüfkosten zu rechnen.

⁸³ Vgl. Hagemann, 2002, Seite 132

- Bestandteil der äußersten Haut von Mehrschichtfassaden

Hat die Glasfassade mehrere Schichten, bietet es sich an semitransparente PV-Module in der äußersten Schicht zu platzieren. Dadurch bekommen sie erstens die nahezu ungefilterte Sonneneinstrahlung ab und zweitens kann man die PV-Glas-Module von der möglichst nahe am Baukörper (Deckenanschluss) angeordneten Brandschutzglasebene frei machen. Aufgrund des möglichen Herabfallens von Bruchstücken im Brandfall sollte grundsätzlich VSG für die transparente Außenhaut verwendet werden. Wird jedoch die Thematik des Herabfallens anders gelöst, kann auch Dünnglas verwendet werden.

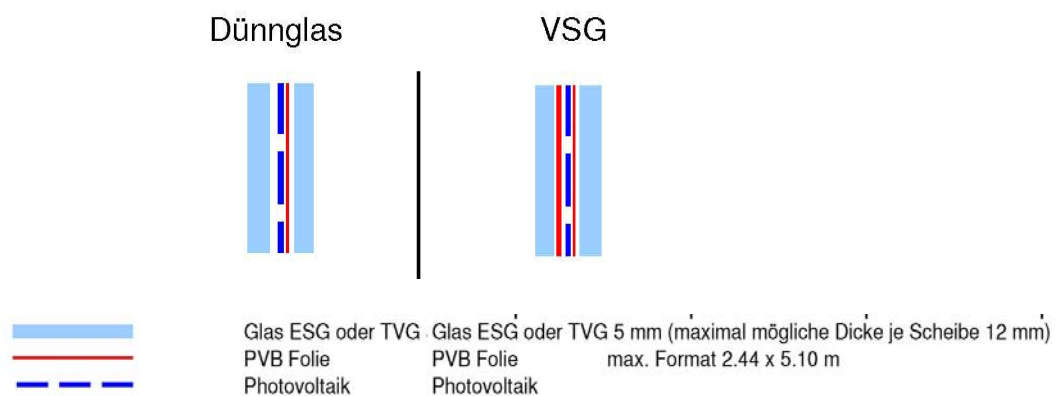


Abb. 37 Einbindung von PV-Zellen in Dünnglas oder VSG

Diese Variante ist besonders kostengünstig, da das für das PV-Modul verwendete Träger- und auch Schutzmaterial (Glas) ohnehin in der Glasfassade vorhanden und auch keine Kombination mit dem innen liegenden Brandschutzglas notwendig ist. Lediglich der Weg der Kabel ins Gebäudeinnere verlängert sich um den Abstand der vorgelagerten Glasscheibe.

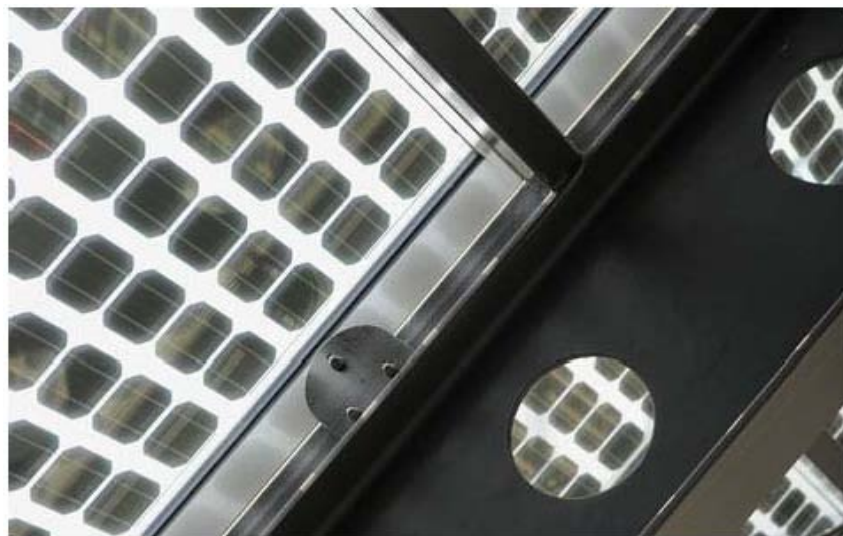


Abb. 38 Einbindung von PV-Zellen in Dünnglas oder VSG

- Bestandteil der inneren Schicht von Mehrfachfassaden

Eine halbdurchsichtige Platzierung von Photovoltaikzellen ist auch an der Außenseite des innen liegenden Isolierglases möglich. Der Vorteil liegt hier im Wegfallen der zum Schutz der Solarzellen notwendigen Schutzscheibe aus Glas, da diese ja ein Stück weit entfernt in Form der äußersten Schicht die Solarzellen vor der Witterung schützt. Auch die Umgebungstemperatur, und damit die Arbeitstemperatur der Zellen, ist an heißen Sommertagen besser, je näher man an das vermeidlich kühle Gebäudeinnere herankommt. Nachteilig wirkt sich natürlich die Filterung der Sonneeinstrahlung durch die erste (äußerste) Schicht der Glasfassade aus, die sich nicht umgehen lässt. Das Weglassen der Schutzschicht beim PV-Modul setzt auch voraus, dass die äußerste Schicht entsprechend dicht und wetterfest ausgeführt sein muss, um wirklichen Schutz zu gewährleisten, was mit zusätzlichen Kosten verbunden sein kann.

Wenn also eine Mehrschichtfassade in Betracht gezogen wird, empfiehlt sich eine Verwendung in der äußeren Schicht oder wie im Folgenden erläutert als semitransparentes Glasschwert.

- Einsatz in der Zwischenschicht (Glasschwerter) von Mehrfachglasfassaden

Eine hinsichtlich des Brandschutzes sehr interessante Einsatzvariante für PV-Module ist die Integration in Mehrfachfassaden in der Form von auskargenden Glasschwertern. Der Einfluss auf entstehende Beschattung bleibt unwesentlich und kann hierbei wieder als optisches Design-Element eingesetzt werden. Handelt es sich um eine der unter den Doppelfassaden brandtechnisch sichersten Kastendoppelfassaden, so könnten sämtliche Trennungen zwischen Innen- und Außenschale mit PV-Modulen ausgeführt werden. Das verhindert im Brandfall die Kanalisierung von Rauch und Feuer und liefert zusätzlich vertikale und erstmalig auch horizontale Flächen, die für die Integration von PV-Modulen in die Gebäudehülle herangezogen werden können. Auch die Kanalfassaden liefern je nach Typ horizontale oder vertikale, der Sonnenstrahlung ausgesetzte Flächen. Da bei Mehrfachfassaden eine Ausführung als Kasten- oder Kanalfassade vorgeschrieben ist, entsteht hierbei ein möglicher Synergieeffekt. Es muss allerdings gewährleistet werden, dass die Schwerter durch die im Brandfall möglichen Temperaturen keinen Schaden nehmen. Im Zuge der Abführung von Rauchgasen sollte das für ein VSG-PV-Modul kein Problem darstellen. Soll jedoch verhindert werden, dass sich das Feuer über bzw. durch die Glasfassade ausbreitet, so muss entweder ein brandbeständiges Glas (mit entsprechender

Klassifizierung als Träger / Schutzmaterial) verwendet oder auf die Ausführung als semitransparentes Glasschwert verzichtet werden.

4.2.2 Opake PV-Paneelausführungen im Fassadenbau

Die opake Ausführung gebäudeintegrierter photovoltaischer Paneele bietet vorrangig den Vorteil, dass jene Stellen der Glasfassade, die aus optischen oder architektonischen Anforderungen ohnehin opak ausgeführt werden müssen, als Fläche für PV-Module herangezogen werden können. Dies trifft besonders auf die die Geschoßdecken überdeckenden Außenwandstreifen zu. Undurchsichtige Ausführung eignen sich natürlich auch für die Überdeckung von Kaltfassaden und gemauerten Brüstungs- und Parapethbereichen, wie sie bei der Ausführung der Gebäudehülle als Kalt-Warm Fassade vorkommen. (vgl. Kap. 2.1.2.1)

Ein Vorteil der undurchsichtigen Ausführung ist, dass die für das PV-Modul verwendeten Trägermaterialien nicht aus durchsichtigem Material bestehen müssen und somit auch auf billigere Werkstoffe (z.B. Plastik) zurückgegriffen werden kann und nicht zwingend teures Glas verwendet werden muss.

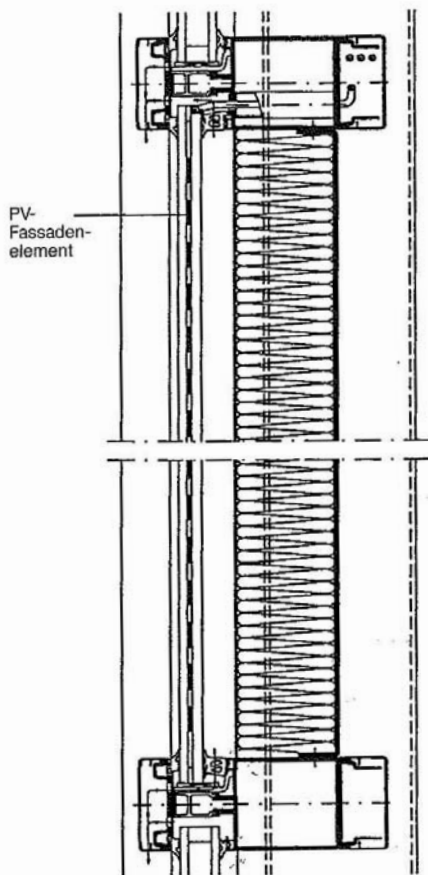


Abb. 39 Solarpaneel in Warmfassade

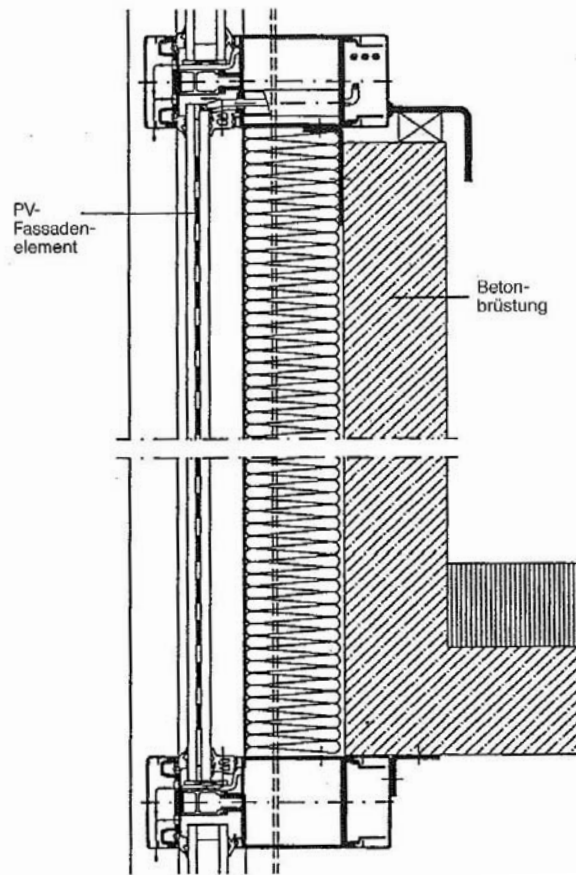


Abb. 40 Solarpaneel in Kalt-Warmfassade

Hinsichtlich des Brandschutzes muss unterschieden werden ob das opake PV-Modul auch brandtechnische Anforderungen zu erfüllen hat oder ob diese durch das dahinterliegende Gewerk übernommen werden. Hierbei sollte der Abstand zum Beton oder Mauerwerk möglichst klein gehalten werden, um eventuelle Kamineffekte und die mit deren Verhinderung verbundenen Aufwendungen zu vermeiden.

Wird das PV-Modul in einer Warmfassade verbaut, muss es sowohl die brandtechnischen Anforderungen erfüllen als auch sämtliche bauphysikalischen, wie Wärmedämmung, Schallschutz und Schlagregendichtheit. Die Maßnahmen zum Erreichen eines entsprechenden Erfüllungsgrades der jeweiligen Anforderungen dürfen sich hierbei keinen Falls widersprechen. So muss beispielsweise ein geeigneter Wärmedämmstoff auch ein gutes Brandverhalten aufweisen. Geeignete Komponenten können dann, aufeinander abgestimmt, je nach Anforderung, zu einem PV-Brandschutz-Paneel zusammengestellt werden.

Eine gesonderte Rolle spielen opake PV-Module bei der Gebäudesanierung, da sie relativ einfach, auch im Nachhinein, als zusätzlicher Schutz bestehender Bausubstanz adaptiert werden können.

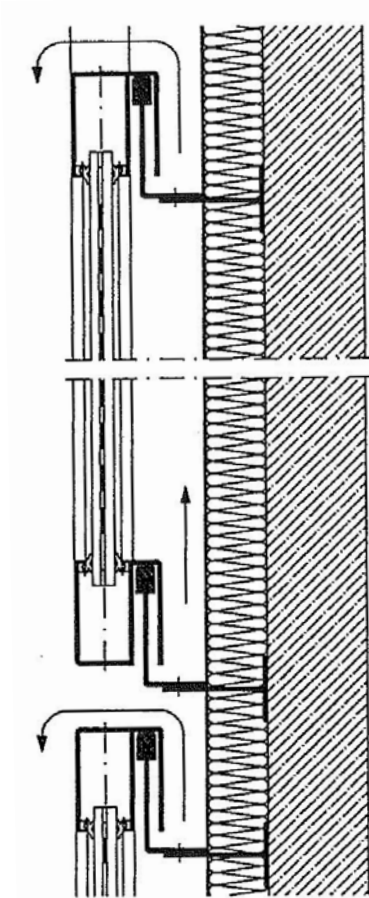


Abb. 41 Solarpaneel in Kaltfassade

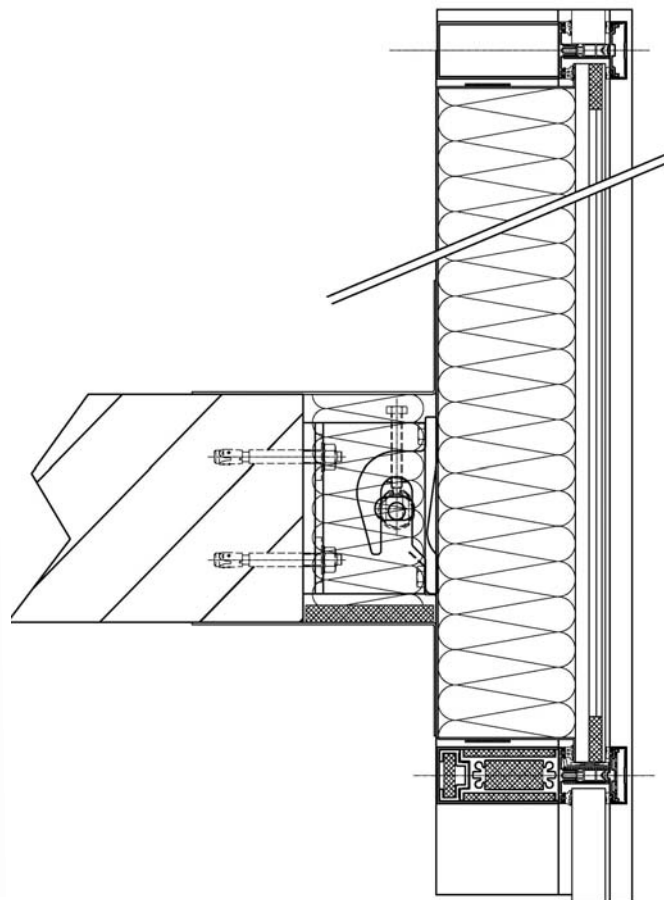


Abb. 42 Solar-Brandschutzpanel

- Überdeckung von Kaltfassaden / Sanierung

Bei der Verwendung von PV-Modulen zum Abdecken einer bereits bestehenden oder entstehenden Gebäudewandung ist vor allem darauf zu achten, den gegebenen Raum, mit Verwendung von Solarzellen hohen Wirkungsgrades, möglichst optimal zu nutzen. Wenn nicht zusätzlich Dämmmaterial unter der so entstehenden Photovoltaik-Kaltfassade Schutz findet bzw. die untere Schicht eine funktionale Gebäudehülle darstellt, wird diese Art von PV-Modul zwar ins Gesamtgebäude integriert, von Integration in die Glasfassade kann man jedoch nicht sprechen.

Es sind ähnliche Kosten anzusetzen, als würde man eine zusätzliche Anlage auf dem Dach oder vom Gebäude entfernt planen und installieren.

Im Zuge der Sanierung, also mit der Voraussetzung, dass die zusätzlich Schicht bauphysikalische Aufgaben mit übernimmt, können auch hier Synergieeffekte erzielt werden.



Abb. 43 Fassadenbekleidung mit polykristallinen DUETT MegaSlate Solarlaminaten.



Abb. 44 Vorgehängte hinterlüftete Glasfassade mit rahmenlosen DUETT-MegaSlate® Solarlaminaten in St. Moritz (CH).

- Einsatz im Kaltbereich von Kalt-Warmfassaden

Der nahezu optimale Einsatzbereich für opake PV-Module ist der Kaltbereich von Kalt-Warmfassaden.

Aktuell werden in diesen Bereichen oft nur wetterfeste Verbundplatten oder optisch anspruchsvollere emaillierte Gläser und Glaspaneele verbaut, die weder brandtechnischen (außer Brandverhalten) noch wärmetechnischen Anforderungen genügen müssen. In den für uns interessanten Bereichen sollte jedoch bekannter Weise das Brandverhalten berücksichtigt werden und ausschließlich mit A1 Material gearbeitet werden, eine Ausführung mit Glas oder Glaspaneelen ist daher empfehlenswert und außerdem verhältnismäßig preiswert.

Die Photovoltaikzellen lassen sich hier optisch und konstruktiv wunderbar in die Kalt-Warmfassade integrieren, da der Brüstungsbereich ohnehin mit opaken Modulen abgedeckt werden muss und etwa die Hälfte der für die Ausführung als PV-Modul benötigten Materialien sowieso hier verbaut wird.

Eine Vielzahl von Synergieeffekten kann hierbei erzielt werden.⁸⁴

- Einsatz in Warmfassaden

Beim Einsatz undurchsichtiger photovoltaischer Paneele in einfachen vorgehängten oder eingestellten Warmfassaden wird letztendlich das sonst an dieser Stelle zum Einsatz kommende Isolierglas substituiert und damit auch die für die Tageslichtnutzung vorhandene Fläche reduziert. Diese Einschränkung muss (ähnlich wie bei semitransparenter Ausführung) bei der Energiebilanzierung des Gebäudes abgezogen werden. Man gewinnt einerseits Fläche für die aktive solare Nutzung mittels PV-Applikationen, verliert aber passive solare Zugewinne durch Tageslicht und Wärmestrahlung.

Bei Warmfassaden sollte man sich daher gleich auf den Bereich der Geschoßdeckenüberdeckung konzentrieren und grundsätzlich darauf achten, inwiefern dort undurchsichtige Flächen notwendig werden und wie diese ins Gesamtkonzept integriert werden können. Hierbei entstehen Synergieeffekte, da wieder Modulrahmen, Schutzmaterial und gegebenenfalls Trägermaterial, wenn auch auf kleinerer Fläche, zur Verfügung stehen.

Wird aus architektonischen und/oder Design bedingten Gründen ein opaker Parapethbereich nebst Geschoßdeckenüberdeckung in Form von PV-Zellen gewünscht, kann natürlich in den Bereichen der Fassade, die vom horizontalen oder vertikalen Brandüberschlag betroffen sind, ein PV-Brandschutz-Paneel integriert werden.

⁸⁴ Bemerkung: Sowohl Rahmenmaterial und Halterung bzw. Befestigung, als auch Schutzschicht für die Solarzellen (in Form der äußeren Glasscheibe) sind bereits vor Ort vorhanden. Handelt es sich um ein eventuell im Brandfall herab fallendes Glas, findet sich auch das Trägermaterial vor Ort (in Form von der unteren ESG Scheibe des dann notwendigen VSGs).

Dies kann in gleicher Bauweise vorgenommen werden wie in den nicht vom Brandüberschlag betroffenen Bereichen der Photovoltaikfassade, sodass von außen kein Unterschied ersichtlich ist.

- Einsatz in der innersten Schicht von Mehrfachglasfassaden

Beim Einsatz in Mehrfachfassaden ist generell darauf zu achten, dass die innerste Schicht (meist die Trennebene von Innen- und Außen- bzw. Zwischenklima) durch opake Einsätze in eine der äußeren Schichten zwar beschattet wird, diffuses Licht kann aber im Inneren immer noch vermehrt genutzt werden. (vgl. Kap. 2.1.2.2) Platziert man undurchsichtige Elemente in der innersten Schicht, so ist der dahinterliegende Raum auch von der diffusen Strahlung abgeschnitten und eine transparente Ausführung der Außenschicht ist nahezu sinnlos und filtert das an die Zellen gelangende Licht. Vorteile bringen hierbei vorrangig die sommerlichen Oberflächentemperaturen der Zellen, welche bei korrekter Gebäudeplanung bereits durch das zwischen den Fassadenschichten entstehende Zwischenklima wesentlich geringer ausfallen als die an der äußersten Oberfläche der Mehrfachfassade. Diese beeinflusst im Weiteren die Arbeitstemperatur der Zellen und sorgt für eine natürliche Kühlung. Ein weiterer Vorteil ist das bei der Anwendung in der innersten Schicht durch die äußeren Schichten ein zusätzlicher Schutz der PV-Module entsteht. Ohne entsprechende Ausführung der Außenschalen lässt sich hierbei jedoch keine sinnvolle Reduzierung der Modulkosten erzielen.

- Einsatz in der äußersten Schicht von Mehrfachglasfassaden

Interessanter ist der Einsatz opaker PV-Module dann schon in der äußersten Schicht der Mehrglasfassaden, da die ungefilterte Strahlung auf die Moduloberfläche auftrifft. Ähnlich der semitransparenten Ausführung hat ein vollflächig ausgeführtes und opakes PV-Modul hierbei keinerlei brandtechnische Aufgaben außer dem Brandverhalten. Die undurchsichtigen Flächen können gezielt zur Beschattung des Innenraums herangezogen werden. Natürlich müssen hinsichtlich der Tageslichtnutzung Abstriche gemacht werden, diese könnten aber über Lichtleitsysteme kompensiert werden. Bei geschickter Planung können auch die Anteile diffusen Lichtes, die, je nach Geometrie der Doppelfassade, noch durch die „beschattete“ Fläche der inneren Haut dringen, optimal ausgenutzt werden, um das Raumklima behaglich zu gestalten.

Auch bei den opaken Ausführungen, beispielsweise mit vollflächigen und undurchsichtigen Dünnschichtmodulen, müssen die Anschlusskabel über den Zwischenraum in den Fassaden an die Module herangeführt werden (vgl. 4.2.1 semitransparente

Ausführung). Eine entsprechende technische Anpassung der Konstruktion ist notwendig.

- Einsatz in der Zwischenschicht von Mehrfachglasfassaden

Wie bei der semitransparenten Integration bereits erläutert, können die PV-Module auch in den Zwischenräumen der Gebäudehülle eingesetzt werden. Hierbei hat eine opake Ausführung den Vorteil, dass das verwendete Trägermaterial für die PV-Zellen kostengünstig mit hoher Brandbeständigkeit gewählt werden kann, um die Verhinderung der Ausbreitung des Feuers über den Fassadenzwischenraum zu gewährleisten. Je größer der Abstand zwischen den beiden Hautschichten des Gebäudes, umso mehr Fläche wird für die photovoltaische Nutzung generiert.

4.3 Brandtechnische Zusatzmaßnahmen

Durch die Integration von Teilen einer PV-Anlage in die Gebäudehülle können Bauteile der Fassade auch als Bestandteile des PV-Systems genutzt werden. Unabhängig von den dadurch entstehenden Synergieeffekten entwickeln sich auch zusätzliche brandtechnische Problemstellen, welche bei getrennter Ausführung von Glasfassade und PV-Anlage nicht entstanden wären. Diese Schwachstellen müssen ausgemerzt werden und sind dadurch mit Zusatzmaßnahmen sowohl für die Fassade als auch für das PV-System selbst behaftet.

4.3.1 Zusatzmaßnahmen im PV-System

Zur Vermeidung von Bränden in oder durch PV-Anlagen müssen ausreichen hitzebeständige Materialien verwendet werden, da einerseits die Betriebstemperatur der Zellen, andererseits die Oberflächen der Außenschicht einer vielleicht auch noch dunklen Aluminiumfassade ohne weiters Temperaturen über 60° annehmen können. Durch die entsprechenden Technologien können die für Selbstentzündung gefährlichen Hot Spots (Bypass Diode) und Kurzschlussströme (geprüfte Stecksysteme und Anschlussdosen) so gut wie ausgeschlossen werden. Trotzdem kommt es immer wieder zu Bränden an oder in PV-Anlagen. „Ein spektakuläres Beispiel ist die Photovoltaikanlage Bürstadt, die am Sonntag, dem 28. Juni 2009 teilweise in Brand geriet.“⁸⁵ Nach Aussagen der mit 70 Feuerwehrleuten angerückten Feuerwehren ist der Brand eindeutig von einem technischen Defekt in der in der Mittagssonne unter

⁸⁵ Vgl. <http://www.haustechnikdialog.de/News/10077/Es-ist-passiert-5-MW-BP-Photovoltaik...>, 8.12.2010

Vollast laufenden Photovoltaikanlage ausgegangen.⁸⁶ Es wird davon ausgegangen, dass eine brennende Moduldose das Feuer entfacht hat.

Die Feuerwehren stoßen bei bereits in Brand stehenden Anlagen auf ein weiteres Problem. Denn selbst wenn die Photovoltaikanlage über einen Not-Ausschalter verfügen, mit dessen Hilfe die Module von der Anlage bzw. von der Einspeisung getrennt werden können, besteht die Hauptproblematik darin, dass selbst nach dem Ausschalten des DC Schalters die einzelnen Stringleitungen der miteinander verschalteten Module noch unter Spannung stehen.⁸⁷ „Der Effekt: Die Module produzieren ungehindert weiter Strom, selbst bei wenig Licht.“⁸⁸ „Die Feuerwehr befürchtet, dass ihre Wehrleute mit dieser Spannung in Berührung kommen können, da die Verlegung meist unbekannt ist.“⁸⁹ Die anliegende Spannung kann, je nach Sonnenstand und Größe der Anlage, bis zu 1000 Volt betragen und gefährdet die Löschmannschaften, die durch die Leiteigenschaften des Löschmittels einen elektrischen Schlag bekommen könnten. Selbst bei extrem vernebeltem Löschwasser kann es immer noch passieren, dass sich spannungsgeladenes Wasser im Gebäudeinneren sammelt und dort tödliche Schläge bei den Rettungsmannschaften oder bei flüchtenden Personen erzeugt.

Diese Problematik wird aktuell heftig diskutiert und es gibt nur 2 greifbare Lösungsansätze, deren finanzielle Auswirkung jedoch noch unbekannt ist. Einerseits bestünde die Möglichkeit nur kleine Strings in Reihe zu verschalten, um einen Spannungshöchstwert von max. 100 Volt zu erzeugen und so die Gefährdung von Menschenleben im Rahmen der Löscharbeiten auszuschließen. Mit der geringen Spannung steigen jedoch die Leitungsverluste und man benötigt spezielle, handelsunübliche Solarwechselrichter, die entsprechend ihrer Seltenheit meist auch mit hohen Preisen verbunden sind.

Andererseits werden Systeme entwickelt, bei denen die einzelnen Strings schon direkt am Modul abgeschaltet werden können. Als Lieferant für ein derartiges PV-System kann hier beispielsweise die Fa. Solteq genannt werden, die an einem „Überwachungs- und Abschaltssystem für PV-Anlagen“⁹⁰ arbeitet und gewährleisten will, dass auf Knopfdruck, z.B. für Wartungsarbeiten oder in einem Brandfall, die PV-Anlage vollautomatisch herunter fährt, so dass die Feuerwehr bedenkenlos einen eventuellen Brand löschen kann.⁹¹

Diese Technik kann an handelsüblichen PV-Modulen sowohl im Vorhinein integriert als auch später nachgerüstet werden und ist für „wenig“ Geld erhältlich (vgl. Kapitel 5.1.1.1).

⁸⁶ Vgl. <http://www.haustechnikdialog.de/News/10077/Es-ist-passiert-5-MW-BP-Photovoltaik...> , 8.12.2010

⁸⁷ Vgl. <http://www.photovoltaikeforum.com/pv-module-f2/notabschaltungvon-pv-anlage-t55> , 8.12.2010

⁸⁸ Vgl. <http://www.sbz-monteur.de/2009/07/22/loeschwasser-unter-strom/> , 8.12.2010

⁸⁹ Vgl. <http://www.photovoltaikeforum.com/pv-module-f2/notabschaltungvon-pv-anlage-t55...> , 8.12.2010

⁹⁰ Vgl. http://www.presseportal.de/pm/79817/1600355/solteq_gmbh , (2 von3) [20.06.2010, 19:53:50]

⁹¹ Vgl. http://www.presseportal.de/pm/79817/1600355/solteq_gmbh , (3 von3) [20.06.2010, 19:53:50]

Das ist eine durchaus naheliegende Investition, wenn man bedenkt, dass, wenn aufgrund der PV-Anlage nicht im üblichen Umfang gelöscht werden „darf“, auch die beste Feuerversicherung nicht zur Zahlung des Schadens herangezogen werden kann. (Die vorgeschriebene Versicherung der PV-Anlage muss dann auch nicht zahlen.)⁹² Grundsätzlich ist es in Europa jedoch noch nicht gesetzlich vorgeschrieben, Vorkehrungen für den Brandfall der hauseigenen PV-Anlage zu treffen, die Forderung der Feuerwehren hierzu gibt es jedoch schon länger und auch die Normung arbeitet an der Vorschreibung von Direktabschaltungen.⁹³ Es wird also nicht mehr lange dauern, bis diese einstweilige Zusatzmaßnahme in die ohnehin vorgeschriebenen Maßnahmen mit eingeschlossen wird.

Ein vermeidlich kleineres Problem kann durch die Instabilität von fassadenintegrierten Modulen entstehen, wenn diese durch die Hitzeentwicklung im Brandfall zerbersten und herabfallen. Im Falle einer gläsernen Ausführung (Trägermaterial und Schutzmaterial Glas) sollte also jedenfalls auf VSG zurückgegriffen werden oder anderweitig dafür Sorge getragen werden (vgl. 4.3.2), dass keine Menschen gefährdenden Bruchstücke herunterfallen können. Selbiges gilt für alle Arten von fassadenintegrierten Modulen, natürlich auch für opake Module, bei denen nur die Schutzschicht aus Glas oder glasartigem Material ist.

4.3.2 Zusatzmaßnahmen in der Glasfassade

Die Zusatzmaßnahmen im Bereich der Glasfassade beschränken sich hauptsächlich auf den Bereich der Verkabelung. Diese muss, je nach Verlauf, gesondert abgeschottet werden, um zu verhindern, dass sich das Feuer möglicherweise innerhalb des Kabels oder durch die für das Kabel notwendigen Durchdringungen eventuell brandbeständiger Bauteile fortsetzt und ausbreitet. Die Kabel selbst müssen nach den gängigen Normen ohnehin mind. mit A2 Material ummantelt sein, sie tragen dadurch nicht direkt zu vermehrtem Brandrisiko bei.

Werden PV-Module im Brandschutzbereich von Glasfassaden verbaut, ist vor allem darauf zu achten, dass diese Bauteile, zumindest über einen entsprechenden Zeitraum, am Herabfallen im Brandfall gehindert werden. Dazu können einerseits darunter befindliche auskargende Bauteile (mind. 800mm auskargende, stabile Bauteile → diese könnten, unter Beachtung von eventuellen Beschattungen, wiederum, mit PV-Modulen bestückt werden) herangezogen werden, oder die Anbindung der Panelle wird so ausgeführt, dass eine mechanische Sicherung den Verbleib der Module an Ort und Stelle gewährleistet (vgl. 4.3.1).

⁹² Vgl. Gesprächsnotiz Hr. Dipl. Ing. Bayer, siehe Anhang

⁹³ Vgl. VDE-AR-E 2100-712 Anforderungen zur Freischaltung im DC-Bereich einer PV-Anlage

Durch die bei manchen Bauweisen nötigen Hinterlüftungen (opaker Einsatz in Vorhangfassaden) des PV-Moduls zur Reduzierung der Betriebstemperatur und der damit verbundenen Steigerung des Gesamtwirkungsgrades wird es notwendig, durchgehende Hohlräume, in denen die Luft zirkuliert (Konvektion), mit entsprechenden, im Brandfall aufschäumenden, Blähgraphiten oder ähnlichen Aufschäumern zu versehen, um die Brandausbreitung innerhalb der Fassadenbauteile einzuschränken.

5 ERMITTLUNG VON KOSTEN UND ERTRÄGEN

In diesem Kapitel sollen nun die Kosten dargestellt werden, mit denen zu rechnen ist, wenn Photovoltaiksysteme in die Brandschutzbereiche der Gebäudehülle integriert werden. Doch auch der zu erwartende Ertrag durch die installierte PV-Anlage soll „beleuchtet“ werden. Besonderes Augenmerk liegt hierbei auf den eventuell entstehenden Synergieeffekten bei Verwendung von ohnehin geplanten Bauteilen der Gebäudehülle als gleichzeitiger Bestandteil der PV-Module.

5.1 Kosten für gebäudeintegrierte PV-Anlagen

Der Preis einer Photovoltaikanlage wird maßgeblich von der gewünschten Menge an produzierter Energie beeinflusst, also von der Anzahl an kWh, die die Anlage pro Tag und im weiteren pro Jahr erzeugen soll. Ausgehend von der möglichen Spitzenleistung der Anlage (angegeben in kWp) werden in Mitteleuropa etwa zwischen 3000⁹⁴ und 4000⁹⁵ Euro pro installiertem kWp fällig. „Die Durchschnittspreise dürften 2010 auf ca. 3.000 €/kWp fallen.“⁹⁶ Bei diesen Angaben handelt es sich allerdings um freistehende Anlagen. Mit welchen Preisen bei der Gebäudeintegration gerechnet werden kann, soll im Weiteren erläutert werden. Dazu ist es notwendig, bevor weitere Anschauungen angestellt werden, zu wissen, inwiefern sich die Investitionskosten des Gesamtsystems auf die einzelnen Bestandteile der PV-Anlage aufteilen.

5.1.1 Aufteilung der Investitionskosten auf die Einzelbestandteile

Die Kosten der Gesamtanlage lassen sich, wie in Abb. 44 veranschaulicht, prozentual auf die verschiedenen Einzelbestandteile einer PV-Anlage aufteilen.⁹⁷ Den größten finanziellen Anteil (das sind über 50%) schlucken also aktuell noch die Module, den bereits zweitgrößten Anteil (16%) an den Investitionskosten hat schon das nötige Installationsmaterial, wie eventuelle Modulrahmen und oder Ständer sowie die Verkabelung. Ein nahezu gleich großer Anteil (13%) wird für den oder die Wechselrichter fällig, die sämtliche erzeugte Energie für den Nutzer aufbereiten müssen, gefolgt von den durchaus beachtlichen Montagekosten (11%). Der geringste Anteil der Kosten entfällt bei freistehenden PV-Anlagen auf die Planung und Dokumentation (5%).

⁹⁴ Vgl. <http://www.solaranlagen-portal.com/photovoltaik/kosten/preise>, 11.12.2010, 10:09

⁹⁵ Vgl. Stromgipfel 2009 / Photovoltaik Austria / Uranus Verlags GesmbH

⁹⁶ Vgl. <http://www.solaranlagen-portal.com/photovoltaik/kosten/preise>, 11.12.2010, 10:09

⁹⁷ Bemerkung: Die Graphik beschreibt „gewöhnliche“ freistehende PV-Anlagen die eigenständig, also unabhängig von Gebäuden zur Installation gelangten. Daraus resultiert auch der hohe Anteil an Installationsmaterial. Die meisten Erfahrungen mit PV-Anlagen, sowie die zuvor genannten monetären Daten beziehen sich auf eben solche freistehende Anlagen.

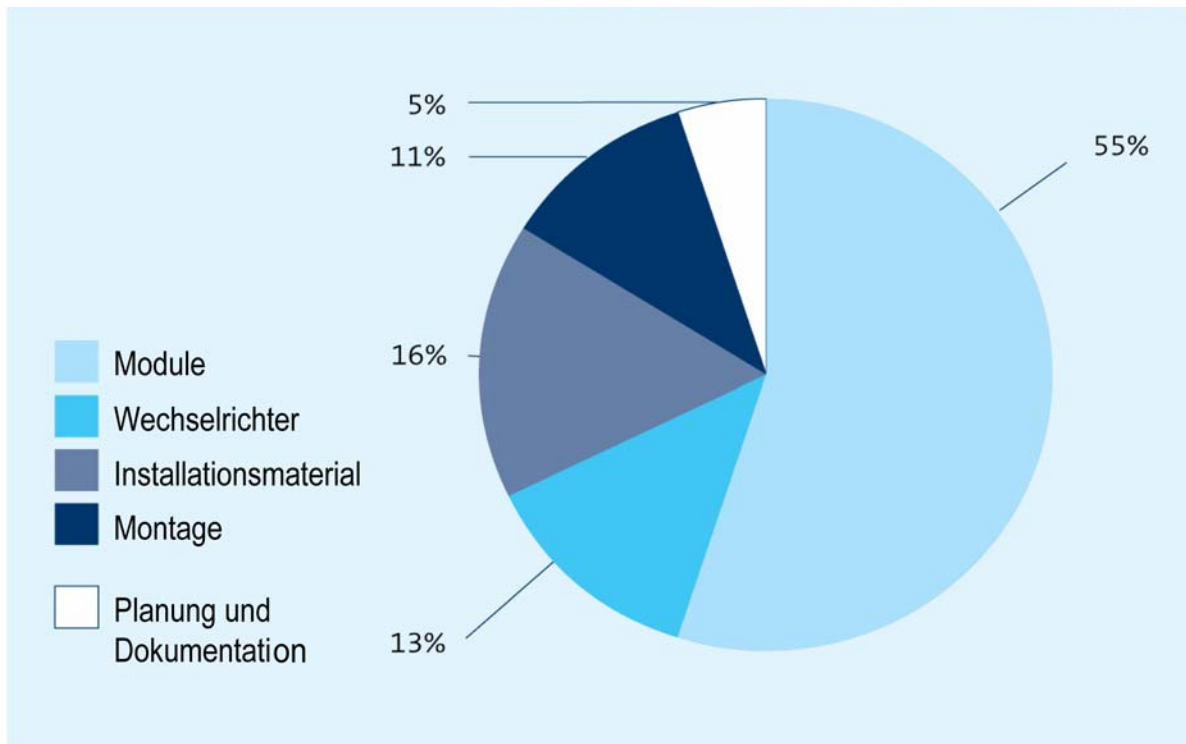


Abb. 45 Aufteilung der Systemkosten einer freistehenden PV-Anlage

Die für die Einzelteile einer gebäudeintegrierten PV-Anlage anfallenden Kosten können vom eben Veranschaulichten abweichen.

Gerade wenn zusätzlich noch eine brandtechnische Zusatzanforderung an diesen Bereich der Fassade gestellt wird, können die Abweichungen vielfältig sein und müssen im Folgenden ermittelt und analysiert werden, beginnend mit dem größten Kostenfaktor, den Modulen.

5.1.1.1 Modulkosten

Im letzten Herstellervergleich der Stiftung Warentest⁹⁸ kosten handelsübliche opake Module im Jahr 2006 je nach Aufbau und Wirkungsgrad ab 4,65 Euro/Watt aufwärts für Siliziumzellen und beginnend mit 5,20 Euro/Watt für Dünnschichtmodule.⁹⁹ Rechnet man wieder auf fertige Siliziumzellen-Module zurück, so erhält man, je nach Abmessung und Flächenausnutzung des Moduls, etwa einen Kostenbereich von 14000-17000 € inkl. Rahmenmaterial und Anschlussdose für kleine Anlagen mit drei kWp. Das entspricht etwa 5000 €/kWp.

⁹⁸ Vgl. <http://www.test.de/themen/umwelt-energie/test/Photovoltaik-Geld-verdienen-mit-eige...>, 23.12.2010

⁹⁹ Vgl. Sonderdruck: Photovoltaik; Fa. Aleo Solar Deutschland GmbH

Die Degression bei den Preisen für PV-Module in den letzten Jahren ist jedoch beachtlich und muss unbedingt berücksichtigt werden! Allein im letzten Jahr sanken die Großhandelspreise für kristalline Module um bis zu 45%.¹⁰⁰ Nahezu eine Halbierung des Preises. „CdS/CdTe Dünnschichtmodule verbilligten sich um rund 20 %, amorphe und mikrokristalline Dünnschichtmodule um fast 34 %.“¹⁰¹

Dies liegt einerseits an dem vermehrt stattfindenden Wettbewerb der Modulanbieter, als auch an der ständig steigenden Absatzmenge an Modulen und den damit verbundenen Scaling - Effekten.

So kann man heute bereits Module auf Siliziumzellbasis zwischen 1500 und 2100 €/kWp erstehen.¹⁰²

Auch bei den, bezogen auf den Wirkungsgrad, weniger effektiven Dünnschichtmodulen können bereits Module gekauft werden die sowohl als semitransparentes, als auch als opakes Modul etwa 3000-4000€ pro kWp kosten.¹⁰³ Hinzu kommt, dass solche Module (bspw. Schott ASI) bei diffusem Licht und auch bei relativ hohen Betriebstemperaturen einen vergleichbar hohen Ertrag erreichen, was hinsichtlich Fassadenintegration natürlich Vorteile bringt.

Für die Anwendung als semitransparentes Fassadenbauteil bietet sich Glas als Träger- und Schutzmaterial für die PV-Zellen im Modul an. Doch auch opake Ausführungen können schon entsprechend preiswert angeboten werden. Ein namhafter Hersteller hierfür ist die Fa. Ertex in Österreich, die sich vor allem durch die Produktion verschiedenster Modul-Formate vom Rest der Anbieter abhebt.

Sie produzieren mono und polykristalline PV-Glasmodule, welche auch in semitransparenter Ausführung bezogen werden können sowie Dünnschichtmodule. Diese in Glas verpackten Zellen können auch als 2 oder 3fach Isolierglas bezogen werden (vgl. Kapitel 4.2), bis hin zu der Kombination mit Brandschutzgläsern verschiedener Klassifizierungen als Basisglas für den Verbund zu Isoliergläsern.

Beginnend mit 3600 €/kWp¹⁰⁴ für ein einfaches Dünnglasmodul (benötigte Fläche dafür 7,69m², plus die Abstände zwischen den Zellen, also gesamt 8,5m²) mit monokristallinen Zellen, können diese Zellen auch als Zweifachisolierglas ($U_g = 1.1 \text{ W/m}^2\text{K}$) um 5200 €/kWp oder als Dreifachisolierglas ($U_g = 0,5 \text{ W/m}^2\text{K}$) um 6400 €/kWp mit außenseitigem VSG geliefert werden.¹⁰⁵

¹⁰⁰ Vgl. <http://www.solarserver.de/solar-magazin/solar-report/gebaeudeintegrierte-photovoltaik...>, 22.12.2010

¹⁰¹ Vgl. <http://www.solarserver.de/solar-magazin/solar-report/gebaeudeintegrierte-photovoltaik...>, 22.12.2010

¹⁰² Vgl. <http://www.solaranlagen-portal.com/photovoltaik/kosten>, 22.12.2010

¹⁰³ Vgl. Gesprächsnotiz: Hr. Schmitt, siehe Anhang

¹⁰⁴ Vgl. Preisliste Solarmodule Fa. Ertex Solar; Richtpreise Stand März 2010

¹⁰⁵ Vgl. Preisliste Solarmodule Fa. Ertex Solar; Richtpreise Stand März 2010

Benötigt man zusätzlich eine klassifizierte Brandwiderstandsdauer des Glases, muss mit den aus den Werten in Tabelle 6 (Abb. 46)¹⁰⁶ resultierenden Preisen gerechnet werden. (Für EI 30 dreifach Isolierglas wären das dann bei Verwendung monokristalliner Zellen etwa 7950 €/kWp.)

VERGLASUNGEN inkl. PV-Module und Brandschutzklassifizierung	VSG	ISOLIERGLAS: Außen VSG, Innen Brandschutzglas	3 fach ISOLIERGLAS: Außen VSG, Innen Brandschutzglas
E 00 + polykristallin (120 W/m²)	502 €/m ²	580 €/m ²	718 €/m ²
E 00 + monokristallin (130 W/m²)	528 €/m ²	606 €/m ²	744 €/m ²
E 30 + polykristallin (120 W/m²)	/	728 €/m ²	830 €/m ²
E 30 + monokristallin (130W /m²)	/	754 €/m ²	856 €/m ²
EW 30 + polykristallin (120 W/m²)	/	778 €/m ²	880 €/m ²
EW 30 + monokristallin (130 W/m²)	/	804 €/m ²	906 €/m ²
EI 30 + polykristallin (120 W/m²)	/	808 €/m ²	914 €/m ²
EI 30 + monokristallin (130 W/m²)	/	834 €/m ²	936€/m ²
EI 60 + polykristallin (120 W/m²)	/	1018 €/m ²	1120 €/m ²
EI 60 + monokristallin (130 W/m²)	/	1044 €/m ²	1146 €/m ²
EI 90 + polykristallin (120 W/m²)	/	1348 €/m ²	1450 €/m ²
EI 90 + monokristallin (130 W/m²)	/	1374 €/m ²	1476 €/m ²

Abb. 46 Tabelle 6: Preise für vollflächig mit Zellen belegte Glasmodule mit zusätzlicher Brandschutzklassifizierung

Je höher die Brandanforderung, umso höher, logischerweise, der Gesamtpreis pro Quadratmeter. Für ein Modul, das auch EI 90 aushält ist der Preis schon immens. Kommt aber nun die angesprochene Variante des „External Fire“ ins Spiel (vgl. Kapitel 2.3.4) könnte anstelle der teuren EI 90 Variante aber nachweislich auch die kostengünstigere EI 30 Variante des PV-Glasmoduls verwendet werden.¹⁰⁷

Die Wahl des PV-Moduls und dessen Anbindung an die Fassade und damit an die Gebäudehülle hängt stark von der Fassadenkonstruktion ab. (vgl. Kapitel 4.2)

¹⁰⁶ Bemerkung: Die in Tabelle 6 dargestellten monetären Werte wurden auf Basis von Angeboten der Brandschutzglashersteller (z.B. Fa. Vetrotech) sowie der Zusage der Ertex Solar GmbH (Hr. D. Moor) Brandschutzbasisgläser mit den Modulgläsern zu Isoliergläsern zusammenfügen zu können erstellt. Die Berechnung erfolgte durch Substitution eines zweiten VSG Glases durch die Brandschutzscheibe.

¹⁰⁷ Vgl. Prüfberichte: FR 089/05 CPS Institut: FIRES und FR 110/04 CP Institut: FIRES von Fa. Wicona

Eine weitere Variante um die Kosten für Fassadenfüllung bei hohen Brandanforderungen zu reduzieren ist, alternativ zu den eben beschriebenen vollflächig mit PV-Zellen belegten Glasmodulen, gleich auf opake Kasten-Blechpaneelvarianten umzusatteln.

Diese variieren im Preis grundsätzlich mit den sonstigen Anforderungen wie Wärmeschutz und/oder Schallschutz. Für die Integration der Photovoltaikzellen ist die Ausführung der äußersten Schicht des geplanten Paneels von maßgeblichem Interesse. Handelt es sich um ein Glaspaneel, also mit emaillierter Außenscheibe könnte diese wieder als Schutzschicht und/oder auch als Trägermaterial für die Zellen verwendet werden.

Die Preise für ein solches Paneel starten bei etwa 370 €/m²¹⁰⁸ ohne PV-Zellen aber bereits mit der Brandhemmenden Eigenschaft EI 90 ef. Sollte dieses Paneel auch der richtigen EI 90 Klasse standhalten dann ist mit doppelt so hohen Kosten also ca. 700€ pro Quadratmeter zu rechnen.

Würde man die äußere Emailglasscheibe (ESG) nun durch eine VSG Scheibe mit monokristallinen PV-Zellen austauschen, würden zusätzliche Kosten von etwa 500 €/m² anfallen. Für ein kWp müssten wieder 8,5m² dieser in Tabelle 7 in Abb. 47 veranschaulichten Konstruktion verbaut werden. Daraus resultieren Kosten zwischen 7446 €/kWp und 10591 €/kWp. Verglichen mit der EI 90 PV-Verglasung bei der eine vergleichbare Performance bis zu 1476 € pro Quadratmeter kosten würde (125346 €/kWp) eine Ersparnis von mehr als 25%.

HI-Paneele inkl. PV-Module und Brandschutzklassifizierung	Kastenpaneel mit A2 Material-Füllung
EI 90 ef + polykristallin (120 W/m²)	850 €/m ²
EI 90 ef + monokristallin (130 W/m²)	876 €/m ²
EI 90 + polykristallin (120 W/m²)	1220 €/m ²
EI 90 + monokristallin (130 W/m²)	1246 €/m ²

Abb. 47 Tabelle 7: Preise für vollflächig mit Zellen belegte Kastenpaneele mit zusätzlicher Brandschutzklassifizierung

Ist die Brandanforderung aber geringer, bspw. nur EW 30 so ist auch die Ausführung mit einer Verglasung als Träger und Schutzmaterial von Interesse und verglichen mit dem Paneel die preiswertere Alternative. Entscheidend ist ob eine innere Anbindung an den Baukörper zu erfolgen hat.

¹⁰⁸ Vgl. Anbot der Fa. Schindler und Holtzhauer KG vom 17.09.2008

Wichtig bei allen Varianten der Fassadenintegration von PV-Modulen bleibt die Fürsorge für die Durchdringungen der Gebäudehülle durch die notwendigen Kabel. Hierbei können je nach Modulgröße und Schaltplan auch mehrere Kabelstränge zusammengefasst abgeschottet werden. Am besten geeignet hierfür sind Brandschutzpolster oder kleine intumeszierende Rohrmanschetten, die ab ca. 12 Euro¹⁰⁹ pro Stück erhältlich sind (bspw. Promastop Brandschutzpolster, Fa. Promat)

Auch bei den Kalt-Warmfassaden muss natürlich entsprechend hinterlüftet werden und die notwendigen Hohlräume die das zirkulieren der Luft sichern, mit Aufschäumern, die im Brandfall die Hinterlüftungsöffnungen schließen, gesichert werden. Der monetäre Aufwand für die Aufschäumer sollte pro m² einen Wert von 20€ (inkl. Montage) nicht überschreiten. Diese kann mittels Verwendung von Intumex L oder Roku Strip L, beides Blähgraphite die ab Laufmeterpreisen von etwa 1,5 Euro¹¹⁰ zu bekommen sind.

Bezogen auf den Brandschutz entstehen aber noch weitere Kosten Die den Modulpreis in die Höhe treiben. Diese Kosten sind wiederum unabhängig von der Art und weise der Integration. Es geht um die Gegenmaßnahme zu den in Kapitel 4.3.1 geschilderten Problemen beim Löschen von gebäudeintegrierten PV-Anlagen.

Die Direktabschaltung der PV-Module kann wie beschrieben erfolgen und wird in Form einer Anschlussdose an jedem Paneel realisiert.

Die Kosten hierfür belaufen sich auf etwa 12-14 € pro Modul sollten jedoch bei ordentlicher Planung 4% der Modulkosten nicht überschreiten.¹¹¹ Den neusten Entwicklungen zufolge werden diese Kosten wahrscheinlich schon in naher Zukunft direkt in den Modulkosten aufgehen, da die Feuerwehren und Versicherungen vehement auf dieser Zusatzmaßnahme beharren und damit unabhängig von eventuellen Brandwiderstandsklassen der PV-Module, eine gesetzliche Vorschreibung die Hersteller zur Ausstattung ihrer Produkte mit dieser Direktabschaltung verpflichtet.

Zwischenzeitlich sollten diese zusätzlichen Kosten (von 4% der Modulkosten) für Kalkulationen aber noch berücksichtigt werden.

Zusammenfassend lässt sich aber feststellen, dass wenn die Brandanforderung auch von Komponenten des PV-Systems übernommen werden soll, der monetäre Aufwand für die Module je nach Höhe der Anforderung zwischen etwa 730 €/m² und 1476 €/m² variieren kann.

¹⁰⁹ Vgl. Preisliste 2010 Fa. Promat Wien, Punkt 40

¹¹⁰ Vgl. Anbot Fa. Kuhn Auftrag 2074463 Pos. 3

¹¹¹ Vgl. Gesprächsnotiz: Gespräch mit Hr. Bayer, siehe Anhang

Das ist doch eine Schwankung, die jedenfalls im Vorhinein, also bereits bei der Planung, beachtet werden sollte.

Es kann ferner festgehalten werden, dass der Preis der am Markt befindlichen Module generell fortschreitend sinkt und dass der Brandschutz, sollte er in Form einer brandhemmenden Scheibe im Modul berücksichtigt worden sein, aktuell einen Anteil von bis zu 50% der dadurch entstehenden Modulkosten verursacht.

Berücksichtigt man die notwendigen brandtechnischen Zusatzmaßnahmen, wie Aufschäumer, Kabelmanschetten Abschottungen und die Direktabschaltung, deren Notwendigkeit durch die fassadenintegrierten Module und deren Zubehör entstehen, sollte pro Modul auf herkömmliche Angebote (ohne brandtechnische Zusatzmaßnahmen) nochmals ein Aufpreis von etwa 6% gerechnet werden, um dem Brandschutz gerecht zu werden.

5.1.1.2 Installationsmaterial

Zum Installationsmaterial einer PV-Anlage zählen neben den Rahmen zur Modulbefestigung auch die Befestigungsmittel, wie Schrauben und Anker sowie die Kabellage und sämtliche mit ihr verbundenen Kosten für Kabelführungen und Stecker oder andere Verbindungsmaterialien.

Bei fassadenintegrierten PV-Anlagen kann man davon ausgehen (außer bei der zusätzlichen Überdeckung einer Kaltfassade), dass keine Installationsmaterialien wie Rahmen und Schrauben oder Anker mehr benötigt werden, da all dies bereits in der normalen Fassade vorhanden ist. Für eine fassadenintegrierte Anlage ohne brandtechnische Anforderung könnte, verglichen mit einer freistehenden Anlage, also ein Großteil der Kosten entfallen.

Hinsichtlich des Brandschutzes erhöhen sich die Kosten für Kabel, Stecker und deren Durchdringung der Gebäudehülle geringfügig.

Für den Fall einer brandtechnischen Anforderung variieren die zusätzlichen Kosten für Kabelführungen und Abschottungen je nach Höhe der Anforderung. Ausgehend von der niedrigsten Anforderung (E30 ef), die ganz ohne zusätzliche Kosten erreicht werden könnte, muss für ein Solar-Paneel, das den Ansprüchen EI 90 genügen soll, auch eine entsprechend teure Anbindung an die Gebäudehülle gerechnet werden.

Die genauen Zahlen bzw. die mögliche Einsparung beim Installationsmaterial sind bei der Gebäudeplanung anhand der vorliegenden projektspezifischen Daten zu ermitteln. Eine Einsparung gegenüber freistehenden Anlagen kann jedoch sicherlich erzielt werden.

5.1.1.3 Kosten für den oder die Wechselrichter

Für kleinere Anlagen (5 kWp) muss bereits mit etwa 2000 €¹¹² für den Wechselrichter gerechnet werden. Die Kosten für Wechselrichter variieren entsprechend der Verträglichkeit von möglichen Unterschieden bei der Höhe der ankommenden Spannung. Je nach Qualität des Wechselrichters kann dies zu Preisdifferenzen von bis zu 150€/kWp führen.¹¹³

Der Vorteil der fassadenintegrierten Module entsteht, bezogen auf den Wechselrichter, in Mitteleuropa durch die vertikale Anordnung der Module. Dadurch bleiben die Unterschiede zwischen den jährlich und täglich abgegebenen Minimal- und Maximalspannungen verhältnismäßig klein. Es kann also ein passender Solar-Wechselrichter zu günstigem Preis geplant werden, da dieser nur für eine geringe Schwankung der Eingangsleistung geeignet sein muss.

Eventuelle Brandschutzanforderungen nehmen keinen Einfluss auf die Höhe der Wechselrichterkosten, da dieser im Inneren des Gebäudes platziert wird und lediglich die Kabel dorthin mit Zusatzmaßnahmen behaftet sind.

5.1.1.4 Montagekosten

Auch bei den Montagekosten kann im Verhältnis zu freistehenden Anlagen wieder mit Einsparungen gerechnet werden. Diese entstehen, da ohnehin Paneele oder Gläser in die Fassade integriert werden müssen. Es bleibt der zusätzliche Aufwand des Verlegens und Ansteckens der Kabel, welcher bei gebäudeintegrierten PV-Systemen aufgrund der notwendigen Direkt-Abschaltungen der Module aber wiederum geringer ausfällt als bei freistehenden Anlagen. (Inbetriebnahme und Verlegen werden durch das gefahrlose Arbeiten an der PV-Anlage erleichtert). Kommt nun noch eine Brandanforderung hinzu, so sollte der Mehraufwand für die brandschutztechnischen Zusatzmaßnahmen, nämlich das Anbringen von Kabelabschottungen sowie das Verkleben von Aufschäumern und Anbringen der Isolierungen und Rückkühlungsmaterialien für die Komponenten der PV-Anlage, nicht übermäßig steigen, da ja ohnehin, je nach Höhe der Anforderung, brandtechnische Zusatzmaßnahmen ergriffen werden müssten. Die Montagekosten für die Gläser und Paneele, die anstelle der PV-Module montiert würden, können abgezogen werden.

¹¹² Vgl. <http://www.solaranlagen-portal.com/photovoltaik/kosten>, 22.12.2010

¹¹³ Vgl. http://www.solarone.de/photovoltaik_info/photovoltaik_kosten.html, 21.12.2010

Die auf eine fassadenintegrierte PV-Anlage bezogenen Montagekosten werden demnach wesentlich geringer ausfallen als bei PV-Anlagen, die bspw. auf dem Dach des Gebäude wo mit mind. 120 bis 180 €¹¹⁴ pro installiertem Kilowatt Peak kalkuliert werden muss.

5.1.1.5 Planungs- und Dokumentationsdaten

Einzig bei den Planungskosten (nicht zwangsläufig bei den Dokumentationskosten) ist wohl mit einem Anstieg der Kosten bei fassadenintegrierten PV-Systemen gegenüber den freistehenden Alternativen zu rechnen. Die Abstimmung der Schnittstellen zwischen PV-Anlage und Gebäudehülle erhöhen den Planungsaufwand, kommt mit dem Brandschutz eine weitere Achse hinzu, sind für die Planungskosten mit Sicherheit höhere Werte anzusetzen als für „gewöhnliche“, freistehende PV-Anlagen.

Hinsichtlich Planung und Dokumentation ist ferner anzumerken, dass, je komplexer die Fassadenkonstruktion (mehrschalig...) ist, desto schwieriger meistens die Integration von photovoltaischen Elementen zu bewerkstelligen ist.

Doch nicht nur bei der Implementierung der Anlage entstehen Kosten. Auch der laufende Betrieb ist mit Kosten verbunden, die ebenfalls dargelegt werden müssen. Auch hierbei liegt das Hauptaugenmerk darauf, wie sich die BIPV zu den normalen Anlagen verhält.

5.1.2 Betriebskosten von fassadenintegrierten PV-Anlagen

5.1.2.1 Reinigungsarbeiten

Die für einen guten Ertrag regelmäßig notwendige Reinigung der PV-Anlage und damit verbundene Kosten können bei vertikalen, fassadenintegrierten Modulen nahezu vernachlässigt werden! Erstens, da die Fassade von öffentlichen Gebäuden grundsätzlich regelmäßig zu reinigen ist und der zusätzliche Aufwand für die Reinigung der mit PV belegten Fläche damit nahezu gegen Null geht, und zweitens, da bei entsprechender Beschichtung der Glasoberfläche ein Selbstreinigungseffekt des äußeren Glases durch Regen erzielt werden kann.

¹¹⁴ Vgl. <http://www.solaranlagen-portal.com/photovoltaik/kosten>, 22.12.2010

5.1.2.2 Wartungs- und Reparaturarbeiten

Die Module selbst sind an und für sich als wartungsfrei zu betrachten, die angeschlossene Elektrik ist, bei langen Wirkungszeiträumen jedoch anfällig und speziell der Wechselrichter muss vielleicht einmal ausgetauscht werden. Dafür sollte eine Rücklage gebildet werden, die dem Anschaffungspreis des Wechselrichters und seiner geplanten Lebensdauer entspricht. Aktuell wird von einer jährlichen Rücklage von etwa 15 €/kWp¹¹⁵ ausgegangen. Die Höhe der Rücklage kann aber durch eventuelle Herstellergarantien reduziert werden.

5.1.2.3 Versicherungskosten

Die Kosten der Versicherung für eine gebäudeintegrierte PV-Anlage schwanken vorrangig je nach Größe der Anlage und zweitrangig mit der Größe des Gebäudes und dem möglichen Einfluss der BIPVs auf den Gebäudewert. Auch die bereits angesprochene von der Anlage ausgehende Brandgefahr bzw. der Behinderung bei eventuellen Löscharbeiten ist ein Thema bei der Festlegung der Raten.

Grundsätzlich muss zwischen der vorgeschriebenen Haftpflichtversicherung für PV-Anlagen-Betreiber und der Versicherung der Anlage selbst unterschieden werden. So werden Beschädigungen an der Anlage selbst (wie Schäden durch Feuer, Sturm oder Blitzschlag) und möglicher Ertragsausfall nicht von der Haftpflichtversicherung getragen und können gesondert versichert werden.

Die notwendige Haftpflichtversicherung kostet (je nach Versicherungssumme) bei kleinen Anlagen jährlich etwa 12 €/kWp¹¹⁶ und für Anlagen über 100 kWp bereits nur mehr 7,5 €/kWp und Jahr¹¹⁷.

5.2 Erträge durch gebäudeintegrierte PV-Anlagen

5.2.1 Energieerträge

5.2.1.1 Strompreisentwicklung

Aufgrund des hohen Einflusses der Energiekosten auf die Amortisationsberechnung ist es notwendig, eine gute Prognose über die mögliche Entwicklung des Strompreises innerhalb der geplanten Betriebszeit abzugeben.

¹¹⁵ Vgl. <http://www.solar-immo.net/photovoltaik/wie-hoch-sind-die-betriebskosten.html>, 28.12.2010

¹¹⁶ Vgl. <http://www.vergleichsrechner.photovoltaik-versicherung-vergleichen.de/operatorliabi..>, 28.10.2010

¹¹⁷ Vgl. <http://www.solar-immo.net/photovoltaik/wie-hoch-sind-die-betriebskosten.html>, 28.12.2010

Beim Strompreis gibt es in Europa relativ hohe Schwankungen und wieder ein Nord - Süd Gefälle. So liegt der Strompreis in Rom durchschnittlich bei etwa 16,8 Cent/kWh, in der Hauptstadt Österreichs aktuell bei 19,7 Cent /kWh¹¹⁸, in München bei 20,8 Cent / kWh¹¹⁹ und in Kopenhagen bereits bei 30,8 Cent/kWh¹²⁰.

Je nach Strom-Anbieter und abgenommener Menge schwanken die Preise noch erheblich, für Mitteleuropa ist jedoch 20 Cent pro Kilowattstunde ein guter Durchschnittswert.

Doch wie wird sich der Preis entwickeln? Eine viel diskutierte Frage, bei aktuell sinkenden Einkaufspreisen der Stromlieferanten. „Im Oktober 2008 bezahlte ein Musterhaushalt mit einem jährlichen Verbrauch von 4.000 kWh durchschnittlich 851 €, im Oktober 2010 waren es 923 €. Zum 1. Januar 2011 haben 413 Stromanbieter Preiserhöhungen von durchschnittlich 7,1 Prozent angekündigt.“¹²¹ Folgt man den statistischen Daten, muss in den darauf folgenden Jahren wieder mit relativ starken Preiserhöhungen im Bereich der elektrischen Energie gerechnet werden.

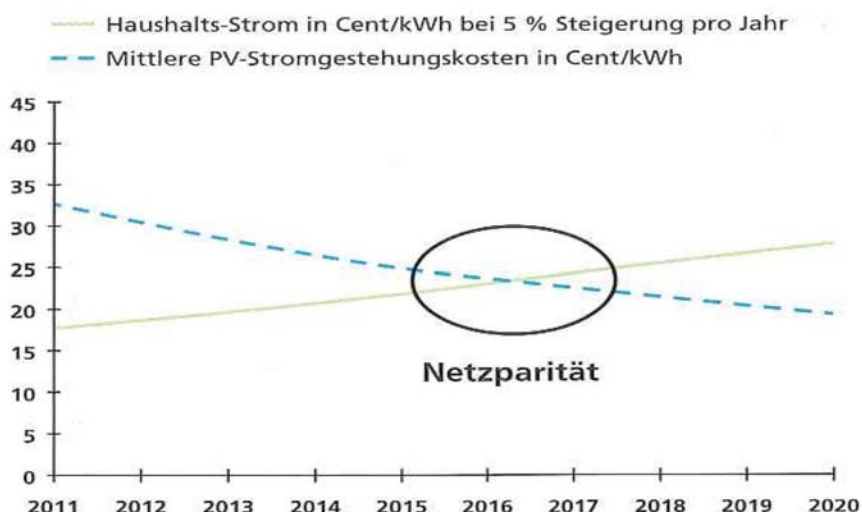


Abb. 48 Kostendegression der Photovoltaik versus Haushaltsstromkosten in Cent/kWh

Die PV Roadmap 2009 geht bei den in Abb. 48 veranschaulichten Berechnungen von einer Steigerungsrate des Haushaltsstrompreises von 5% jährlich aus. Eine Steigerungsrate, die eher am unteren Ende angesetzt wurde, wenn man die 2010/2011 angestrebten Erhöhungen betrachtet und die als Mindeststeigerungsrate in weitere Berechnungen übernommen werden sollte.

¹¹⁸ Vgl. Stromgipfel 2009 / Photovoltaik Austria / Uranus Verlags GesmbH), Seite 11

¹¹⁹ Vgl. <http://www.finanztip.de/preislotse/stromtarif/strompreise-in-muenchen.htm>..., 21.12.2010

¹²⁰ Vgl. Stromgipfel 2009 / Photovoltaik Austria / Uranus Verlags GesmbH), Seite 11

¹²¹ Vgl. <http://www.finanztip.de/preislotse/stromtarif/strompreise-in-muenchen.htm>..., 21.12.2010

5.2.1.2 Berechnung des Energieertrages

Zur Berechnung des Energieertrages muss zu allererst die zu erwartende Menge der von der installierten Anlage produzierten Energie festgestellt werden. (Das sollte ja bereits in der Planung dimensioniert worden sein.)

Der Hersteller bzw. Lieferant des Systems kann die zu erwartende max. Leistung des PV-Generators in kWp angeben. Hierbei bezieht er sich auf den Betrieb des Systems unter den bereits beschriebenen (optimalen) Laborbedingungen und natürlich auf den Wirkungsgrad des gewählten Zelltyps.

Abzüglich der Verluste von der lokal gegebenen Einstrahlungsmenge (Solarkonstante), der Ausrichtung, also Orientierung und Neigungswinkel (vgl. Kap. 2.2.2), ergibt sich die zu erwartende Energiemenge. Zur Berechnung dieser Energiemenge (des Sollertrages) gibt es verschiedene Programme und anerkannte Software (z.B. PV SOL) als Hilfe für Planer und Nutzer. Diese historisch gewachsenen Programme sind jedoch meist kostenpflichtig und es lassen sich auch mit den Informationen der lokalen Behörden und entsprechenden Erfahrungswerten in der Region ausreichend präzise Berechnungen anstellen, um die zu erwartende Menge an produzierter Energie zu berechnen.

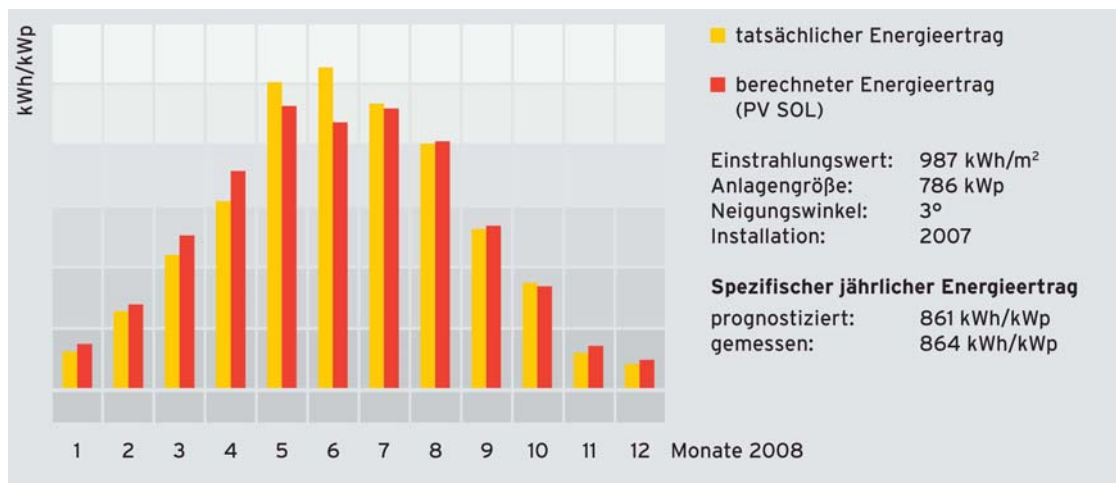


Abb. 49 Gegenüberstellung Prognose mit PV SOL und tatsächlich erzeugter Energiemenge

Abzüglich der Leitungsverluste, der temporären Beschattungen und sonstigen Abzügen, wie bspw. den Wandlungsverlusten im Wechselrichter, erhält man die tatsächlich zur Verfügung gestellte Leistung der integrierten Anlage. Eine ganz exakte Aussage über den Gesamtsystemwirkungsgrad der gebäudeintegrierten PV-Anlage lässt sich im Vorhinein aber nicht abgeben.

Meist kann erst nach zwei oder drei Jahren Laufzeit aufgrund der statistisch vorliegenden Daten der Energieertrag des Systems präzisiert werden.

Wird nun die tatsächlich zur Verfügung gestellte Energiemenge mit dem jährlich steigenden Strompreis (kumulativ) multipliziert, erhält man den kostenspezifischen, jährlichen Energieertrag des PV Systems in Euro.

5.2.2 Nutzung der BIPVs für Marketing und Werbung

Ein indirekter Nutzen mittels gebäudeintegrierter Photovoltaik entsteht durch anschließende Vermarktung der Installation (vgl. Kapitel 3.2.2). Dies ist vor allem für Wirtschaftstreibende von Interesse, doch auch öffentliche Gebäude wie Gemeindeämter oder Krankenhäuser können von der Verbindung zu nachhaltigem, sauberem Wirtschaften profitieren.

Die Erträge können hierbei durch die namentliche Nennung in Zeitungsartikeln und Magazinen oder durch die einfache Präsenz auf Kongressen entstehen. Auch das eigene Logo kann natürlich in Zusammenhang mit Artikeln über die hauseigenen BIPVs oftmals im World Wide Web platziert werden.

Bei einem 2005 realisierten Objekt in Südspanien wurden bspw. 25.000€ als Promotion-Ertrag für die im Gebäude integrierte Photovoltaikanlage im Zuge der Bilanzierung angesetzt.¹²²

Hintergrund hierfür waren 50 aufgrund der PV-Fassade verfasste Artikel, die weltweit in der Presse und auf Kongressen platziert werden konnten.

Im Besonderen profitieren Firmen, die im Bereich der Energie und Umwelttechnik tätig sind oder Energielieferanten von der Imageaufwertung durch die Verwendung von BIPVs. So auch der österreichische Energielieferant Energie AG, der im Hauptgebäude der Firma eine etwa 66kWp starke Anlage installieren ließ.¹²³

Natürlich haben hier auch der Architekt sowie Lieferanten und/oder Planer des installierten Systems einen Vorteil, welcher aber nicht in die Amortisationsrechnung des Endnutzers einfließen kann.

Ausgenommen wäre der Fall, dass der Lieferant bzw. Hersteller der PV-Anlage einen entsprechend niedrigen Preis für seine Produkte macht, weil die Werbewirksamkeit der verbauten Anlage bereits im Vorhinein abzusehen und für ihn von Interesse ist, da Aussehen oder eventuell auch die Art und Weise der Platzierung eindeutig dem Hersteller zugeordnet werden können.

¹²² Vgl. <http://www.solarserver.de/solar-magazin/solar-report/gebaeudeintegrierte-photovoltaik...>, 22.12.2010

¹²³ Vgl. Broschüre: BIPV Fa. Ertex Solar 2010, Seite 8

5.2.3 CO₂-Einsparung und Emissionshandelserträge

Ein weiterer Ertrag, generiert durch die Verwendung von fassadenintegrierten PV-Systemen, ist neben der grundsätzlichen Verbesserung der Gebäudegesamtenergieeffizienz die potentielle Vermeidung von CO₂-Emissionen bei der Produktion von Energie. Die beiden EU Richtlinien

- RICHTLINIE 2001/77/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 27. September 2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt¹²⁴
- RICHTLINIE 2002/91/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 16. Dezember 2002 über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden¹²⁵

fordern aktuell und in naher Zukunft noch vehementer eine Steigerung der Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden sowie die Vermeidung bzw. Senkung der durch Bauwerke und deren Betrieb bedingten CO₂ Emissionen. (vgl. Kapitel 1.1.1)

Abgesehen von der durch zusätzliche Solarenergie optimieren Energiebilanz des Gebäudes kann bei der Vermeidung entsprechend großer Mengen an CO₂ Emissionen auch der CO₂ Handel einen entsprechenden Ertrag sichern.

Die Stromerzeugung mittels photovoltaischen Systemen erfolgt völlig ohne Freisetzung von CO₂.

„Pro 1 kWh erzeugtem Solarstrom vermeidet man 700 g CO₂.“¹²⁶

Das kommt nicht nur grundsätzlich der Umwelt zugute, sondern kann auch zu monetärem Gewinn führen, vorausgesetzt, man ist in der Lage, sich die entstehende Vermeidung von CO₂ von einer entsprechenden Zertifizierungsstelle ausweisen zu lassen. Anschließend können diese Zertifikate auf den jeweiligen Handelsplätzen veräußert werden.

Folgt man den aktuellen Börsenpreisen von CO₂-Zertifikaten, so erhält man etwa 11 € pro vermiedene Tonne CO₂.¹²⁷

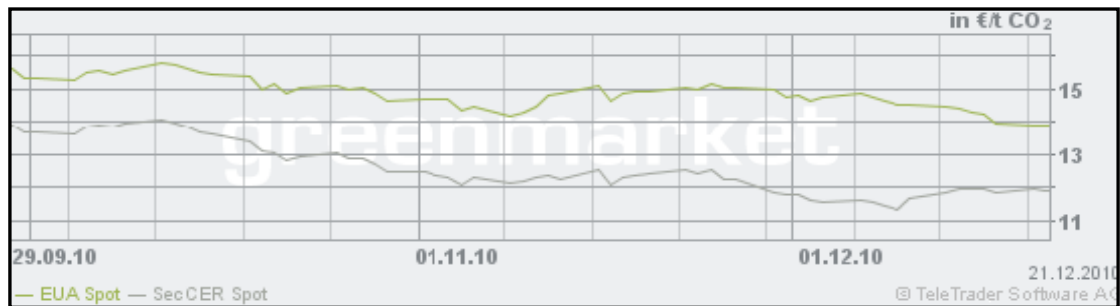
Man müsste also etwa 1400 kWh erzeugen, um 10 € für die vermiedene Menge an Emissionen zu erhalten.

¹²⁴ Vgl. RICHTLINIE 2001/77/EG 2001, Seite 1 (3)

¹²⁵ Vgl. RICHTLINIE 2002/91/EG, Seite 1 (9)

¹²⁶ Vgl. <http://www.solarstromsysteme.com>, 26.10.2010

¹²⁷ Vgl. <http://www.greenmarket-exchange.com/en/home.html>, 21.12.2010

Abb. 50 Entwicklung des Börsenpreises für CO₂-Zertifikate

Der Handel mit den CO₂-Zertifikaten steckt zwar noch in den Kinderschuhen und auch die Zertifizierungsstellen müssen finanziert und kontrolliert werden, dennoch sollte sich der Handel mit CO₂-Zertifikaten in naher Zukunft zu einem normalen Markt aufschwingen, der ohne große Umstände in das Handeln von Wirtschaftstreibenden integrierbar ist.

5.3 Synergieeffekte und mögliche Antagonismen

Neben den Kosten und Erträgen, die im Rahmen der Fassadenintegration von PV-Modulen in die Brandüberschlagsbereiche entstehen, kommt es auch zu vorteilhaften Synergien, die in der Kostenrechnung berücksichtigt werden können. In den vorgehenden Kapiteln wurde bereits des Öfteren auf das Einsparungspotenzial hingewiesen, das durch die Fassadenintegration entsteht. Gleichzeitig gehen mit der Nutzung der Gebäudehülle als photovoltaisches System auch gewisse Widersprüchlichkeiten einher, die ebenfalls beleuchtet werden sollen. Diese beschränken sich jedoch im Allgemeinen auf den möglichen Entfall von transparenten Flächen zur Tageslichtnutzung.

5.3.1 Tageslichtnutzung

5.3.1.1 Entfall von transparenten Flächen zur Tageslichtnutzung

Der größte Teil der finanziell greifbaren Nutzungsbreite des Tageslichtes in Gebäuden entfällt auf die Beleuchtung der Räumlichkeiten. Dabei kommt es natürlich immer auf die Höhe der Leistung des installierten Beleuchtungssystems an und wie oft dieses verwendet werden muss. Im Jahr 2000 rechnete man bei Bürogebäuden mit installierten Beleuchtungsleistungen zwischen 15 und 85 Watt pro m² Grundfläche¹²⁸. (Mittelwert 32 W/m²)

¹²⁸ Vgl. <http://www.win.steiermark.at/cms/dokumente/.../Energiekennzahlen.pdf>, 26.12.2021

Bei neuen Gebäuden sollte jedoch ein Wert von 16 W/m² nicht mehr überschritten werden.¹²⁹

Entsprechende Ausrichtung und Größe der Fenster sind maßgeblich für die Menge der zusätzlich nötigen Beleuchtung eines Raumes. Durch ein richtiges Raumkonzept können auch große Räume bis in die Tiefe ausreichend erhellt werden. „Einsparungen von bis zu 12% bei den Beleuchtungskosten sind realistisch“.¹³⁰

Werden jedoch die transparenten Fensterflächen (bis auf das vorgeschriebene Maß reduziert) reduziert, steigen die Kosten für zusätzliche Beleuchtung meist sprunghaft an, da das gesamte Büro (ohne Rücksicht auf eventuell ausreichend helle Bereiche) öfter zusätzlich beleuchtet werden muss.

Flächen jedoch, die grundsätzlich (Deckenstreifen) oder aus architektonischen Gründen historisch meist opak ausgeführt wurden (Parapethbereich), eignen sich hingegen optimal für die Integration von PV-Modulen, da sie nicht zwingend mit einem Verlust von Tageslicht im Rauminnen behaftet sind.

Die Beleuchtungskosten sind jedoch verhältnismäßig gering, verglichen mit dem aktuellen Gesamtenergieverbrauch von Bürogebäuden. In Anbetracht der immer lauter werdenden Forderung nach Häusern, die bestenfalls gar keine Energie verbrauchen, sollte auf ein Kosten senkendes Beleuchtungskonzept besser nicht verzichtet werden.

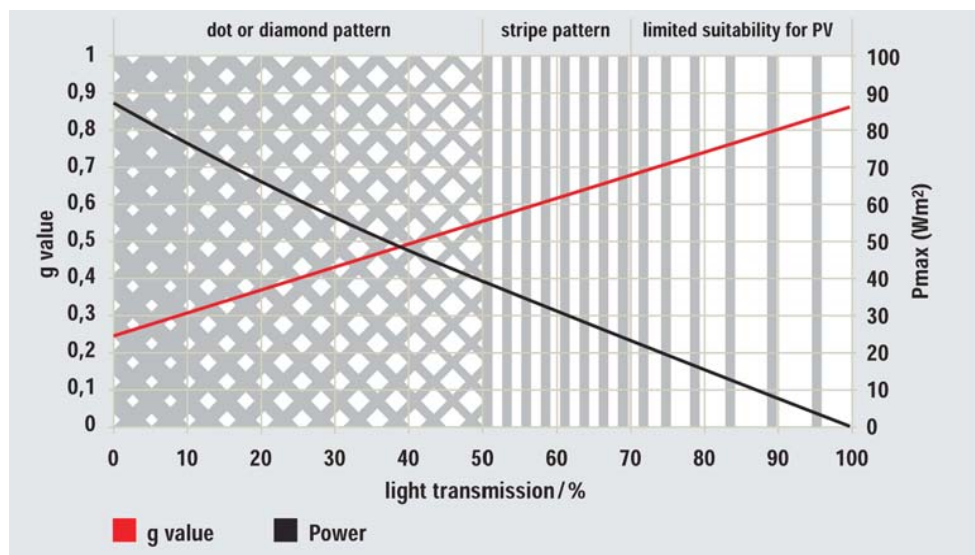


Abb. 51 Verhältnis zwischen Transmission und möglicher erzeugter Energie bei unterschiedlichem semitransparenten Design eines PV-Moduls

¹²⁹ Vgl. <http://www.energyoffice.org/deutsch/tools/emanagement/procedure/analysis/main.html> , 26.12.2021

¹³⁰ Vgl. <http://licht-plattform.org/lichtwissen-tageslicht.htm> , 26.12.2021

Ein interessantes Werkzeug hierfür stellen neben den opaken vor allem die semitransparenten PV-Modulausführungen dar. Sie „filtern“ einen Teil des Tageslichtes und wandeln ihn direkt in elektrische Energie (vgl. Abb. 51).

Richtig zum Einsatz gebracht, lassen sie auch in den späteren Stunden der Raumnutzung, je nach Transmissionsgrad, noch genügend Licht hindurch. Ist erst klar, wie viel Tageslicht man im Inneren noch benötigt, kann der g-Wert des semitransparenten Moduls so geplant werden, dass noch die gewünschte Menge an Tageslicht ins Zimmer fällt. Die Kosten für zusätzliche Beleuchtung können so eingespart werden. Derartige Module können heute auch schon direkt als Beschattung zum Einsatz gebracht werden, ohne die Sicht nach draußen zu verwehren.

5.3.1.1 PV-Module als Beschattungs-Installation

- Unbewegliche Beschattungen

Bei der traditionellen Art der Fassadenintegration von Bauteilen handelt es sich um unbewegliche Füllungen, also um Applikationen, die nicht in der Lage sind, sich dem Stand der Sonne anzupassen und schon so geplant werden müssen, dass sie der späteren geplanten Nutzung der dahinterliegenden Räume entspricht. Eine über den Tagesverlauf gleichbleibende hohe Qualität der Beschattung lässt sich damit nicht erzielen. Meist muss ein zusätzliches, variables und vor allem bewegliches Beschattungssystem installiert werden, welches die für starre Schattenspenden nicht mehr leistbaren Aufgaben übernimmt. Dieses kann aber durchaus kostengünstiger sein als ein Beschattungssystem, das größere Flächen beweglich beschatten muss.

- Bewegliche Beschattungen

Höchstens in motorisch betriebenen Fensterflügeln oder integriert in - als beweglicher Teil der Fassade geplanten - Lamellen könnten hierbei opake und/oder semitransparente Zellen genutzt werden. Solche Lamellen könnten beispielsweise in der Außenhaut einer Doppelfassade zum Einsatz kommen. Es muss nur gewährleistet sein, dass die Außenhaut ihren sonstigen Aufgaben ebenfalls nachkommen kann. Bewegliche Fassadenbauteile sind jedoch fast immer mit einer Motorisierung verbunden, die aus Sicht des Brandschützers wieder mit erneuten Problemstellen und Gefahrenquellen behaftet ist, welche jedoch nicht Thema dieser Arbeit sind.

5.3.2 Substitution von Fassadenbauteilen durch PV-Module

Der wohl größte Synergieeffekt bei der Integration von PV-Systemen in die Gebäudehülle entsteht durch die Nutzung von bereits in der Gebäudehülle vorhandenen oder leicht abgewandelten Bauteilen als Bestandteil des PV-Systems. Verbaut man PV-Module als Fassadenbaustoff, so ersetzen sie die sonst an dieser Stelle verwendeten Materialien wie Paneele, Glas oder Stein.

Man spricht von der Substitution von Fassadenbauteilen.

„Bei einer Bewertung der Wirtschaftlichkeit von PV-Fassaden müssen folglich die ersetzten Materialien mit einberechnet werden, um die Kostensynergien entsprechend zu berücksichtigen.“¹³¹

Die entsprechenden Kosten der Fassadenfüllungen ohne photovoltaische Eigenschaften sollen im Weiteren ermittelt werden. Diese Kosten müssen bei der Amortisationsrechnung wieder aus dem Anschaffungspreis der der BIPV herausgerechnet werden, da sie ohnehin bereits vorhanden und ihre Kosten gedeckt sind.

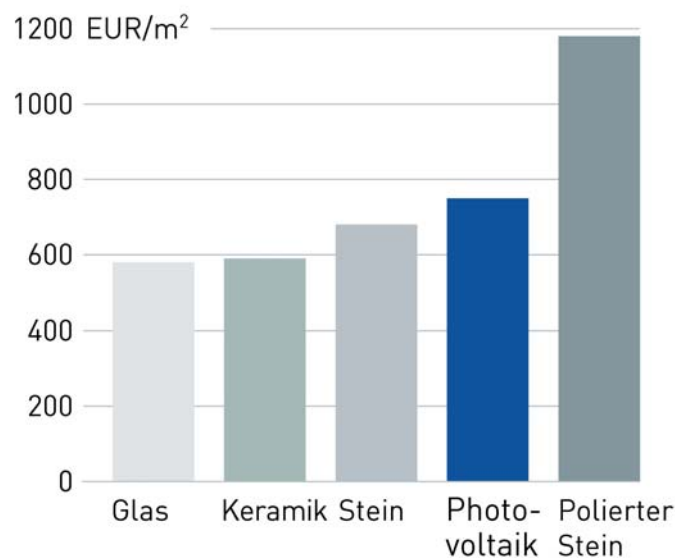


Abb. 52 Darstellung der m²-Kosten verschiedener Fassadenfüllungen ohne Brandschutz-Anforderung

Wie aus Abb. 52 ersichtlich, liegen die Preise der Varianten Glas und Photovoltaik hinsichtlich ihres Anschaffungspreises und der Montage (inkl. Installationsmaterial in Form einer Pfosten-Riegel Glasfassade) nicht weit von einander entfernt (knappe 200€/m²). Vergleicht man diese Preise mit Steinausführung, bleiben 100€ Unterschied pro m², polierter Stein wäre noch wesentlich teurer als PV-Module. Doch wie sieht der m² Preis von Füllungen im Brandschutz aus?

¹³¹ Vgl. Fechner, Sehnal, Haas, López-Polo, Kletzan-Slamanig, Gebäudeintegrierte Photovoltaik, 2009, Seite 27

Die Tabelle in Abb. 53 zeigt die m² - Preise von handelsüblichen Brandschutzgläsern in den in Mitteleuropa in Erscheinung tretenden Brandschutzklassifikationen sowie Quadratmeterpreise von normalem ESG, VSG und Isoliergläsern ohne brandhemmende Eigenschaften (=E00).

	ESG	VSG	Isolierglas + ESG	Isolierglas + VSG	3 Scheiben- Isolierglas + ESG	3 Scheiben- Isolierglas + VSG
E 00	15 €/m ²	27€/m ²	40 €/m ²	52 €/m ²	52 €/m ²	64 €/m ²
E 30	80 €/m ²	/	150 €/m ²	170 €/m ²	220 €/m ²	240 €/m ²
EW 30	130 €/m ²	130 €/m ²	200 €/m ²	220 €/m ²	270 €/m ²	290 €/m ²
EI 30	160 €/m ²	160 €/m ²	230 €/m ²	250 €/m ²	300 €/m ²	320 €/m ²
EI 60	370 €/m ²	370 €/m ²	440 €/m ²	460 €/m ²	510 €/m ²	530 €/m ²
EI 90	700 €/m ²	700 €/m ²	770 €/m ²	790 €/m ²	840 €/m ²	860 €/m ²

Abb. 53 Tabelle 8: Brandschutzgläser → Varianten und m² Preise

Ausgehend davon, dass die Fassadenkonstruktion, in die entweder Brandschutzgläser und Brandschutzpaneele ohne PV-Zellen oder mit PV Zellen eingebaut werden können, die selbe ist, können Montagkosten und Installationskosten vernachlässigt werden. In Abhängigkeit von Brandklasse und Verglasungstyp ergibt sich das folgende Diagramm:

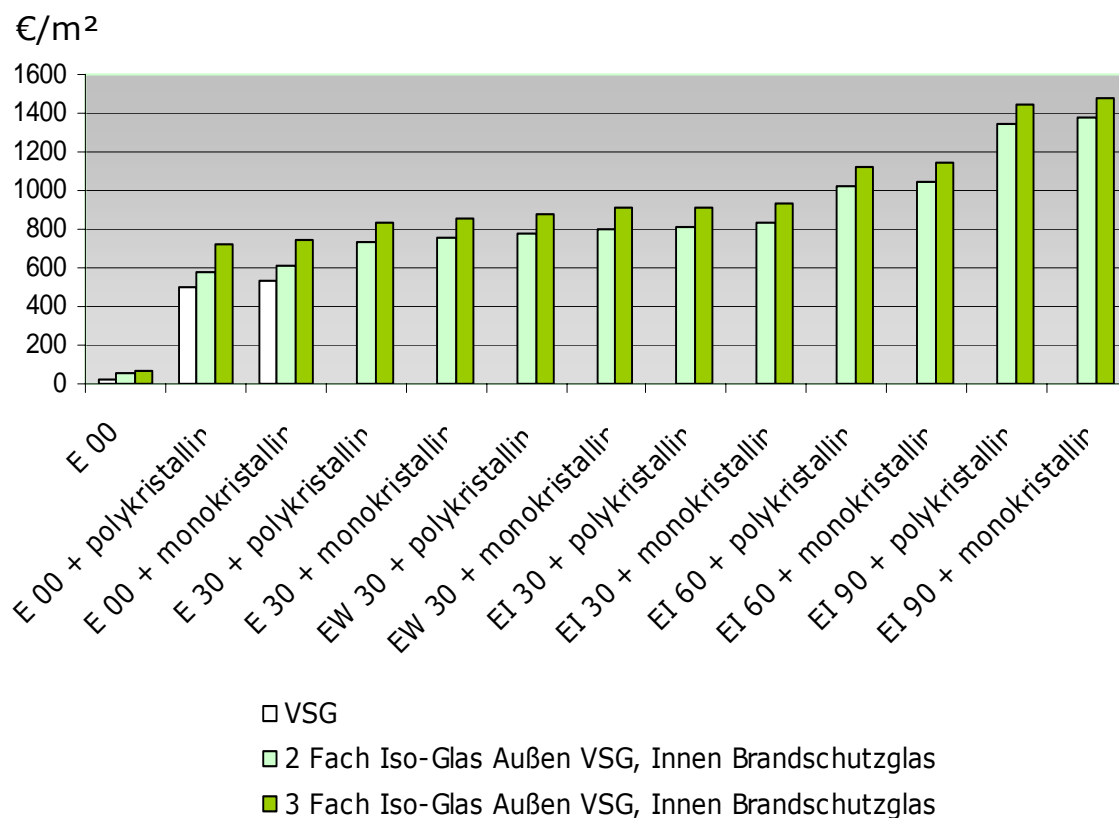


Abb. 54 Vergleich des m² Preises von Gläsern und Brandschutzgläsern mit und ohne PV

Hierbei wird deutlich, dass, verglichen mit dem normalen Glas, das Brandschutzglas wesentlich teurer (mind. 400€/m²), der Sprung zu inkludierten PV-Zellen aber danach jedoch nur noch gering ist (ab 100 Euro /m²). Mit der Höhe der Brandanforderung steigen auch die Opportunitätskosten der substituierten Verglasungen.

Umso einladender für die Anwendung von BIPV erscheinen dadurch nun jene Fassadenflächen, die trotz der bestehenden Brandanforderung nicht zwingend mit Brandschutzgläsern oder Paneelen ausgeführt werden müssen. Diese Flächen sind einerseits der Kaltbereich der Kalt-Warmfassade (gemauertes Parapeth oder betonierte Schürzen übernehmen die brandhemmenden Eigenschaften) und andererseits die äußere Schicht von Mehrfachfassaden (innere Schichten übernehmen den Brandschutz)

Betrachtet man Doppelfassaden und die Möglichkeiten der Integration von PV-Modulen, so wird der Unterschied, auf den m² Preis bezogen, noch geringer ausfallen, da die komplexe Konstruktion selbst schon entsprechende m² Preise mit sich bringt. Die brandtechnischen Zusatzmaßnahmen (das Schließen der Hinterlüftungshohlräume) sind gesetzlich verankerte Aufgaben der Fassade selbst und können nicht der BIPV zugeordnet werden.

Ein weiterer, klarer Vorteil bei der Integration von PV-Modulen in der äußersten Schicht von Doppelfassaden ist der große belüftete Freiraum hinter den PV-Modulen. Der Wirkungsgrad der Module wird durch die vorhandene Belüftung und der damit verbundenen Kühlung der Elemente entsprechend der niedrigen Betriebstemperatur hoch gehalten. Es können auch Module verwendet werden, die einen relativ hohen Leistungsabfall bei steigender Betriebstemperatur aufweisen. Dies sollte sich über den Wirkungsgrad im Preis der Gesamtanlage bezogen auf die notwendige Fläche widerspiegeln.

Damit sollten die in den Kapiteln 4.2 und 5.1.1 beschriebenen Synergien und Einsparungspotenziale offengelegt worden sein, die sich im Rahmen der Gebäudeintegration von PV-Modulen, im Speziellen in den Brandüberschlagsbereich größerer, meist öffentlicher Gebäude ergeben können.

Natürlich müssen bei der Realisierung derartiger Konstruktionen nochmals die projektspezifischen Feinheiten (bspw. die Höhe der Kosteneinsparung bei der Beschattung, wenn diese teilweise von den installierten PV-Modulen übernommen wird) herausgearbeitet werden, um eine klare Aussage über die tatsächliche Kostenstruktur abgeben zu können. Die ermittelten Kosten und Erträge können anschließend in der Break Even Analyse einfließen und Auskunft über Amortisationszeitraum der Anlage und möglichen ROI (Return on Investment) geben.

6 BREAK EVEN ANALYSE

Der Amortisationszeitraum einer PV-Anlage steht in direktem Zusammenhang mit dem Strompreis und dessen Entwicklung. Er hängt ferner von der verfügbaren Einstrahlung am Installationsort ab. Voraussetzung für das Erreichen des Point of Break Even ist allerdings eine ausreichend lange Lebensdauer des betrachteten Systems.

6.1 Lebensdauer

6.1.1 Technische und wirtschaftliche Lebensdauer

Hinsichtlich der Lebensdauer von fassadenintegrierten PV-Anlagen gibt es mehrere relevante Aspekte zu beachten. Im Vordergrund steht die Lebensdauer des jeweiligen Gebäudes selbst. Die technische Lebensdauer eines Gebäudes resultiert aus der Lebensdauer der Einzelbauteile. Abhängig von Art und Verwendungszweck des Gebäudes müssen die Qualität der verwendeten Materialien und Bauteile sowie die Bauweise auf den zu erwartenden Nutzungszeitraum des Gebäudes abgestimmt werden.

Für wirtschaftliche Betrachtungen kann und wird die „wirtschaftliche Nutzungsdauer“¹³² herangezogen. Sie bezieht sich neben statistischen Daten (Wertermittlungsrichtlinie) auch auf die Angabe der technischen Lebensdauer technologisch neuerer Bauteile „Es handelt sich hierbei also um die durchschnittliche wirtschaftliche Gesamtnutzungsdauer.“¹³³

Gebäudetyp	Wirtschaftlich Nutzungsdauer
Fertighaus in Massivbauweise	60 – 80 Jahre
Fertighaus in Fachwerk- und Tafelbauweise	60 – 70 Jahre
Siedlungshaus Jahre	50 – 60 Jahre
Mietwohngebäude (sozialer Wohnungsbau)	50 – 70 Jahre
Gemischt genutzte Häuser mit einem gewerblichen Mietertragsanteil bis 80 %	50 – 70 Jahre
Verwaltungs- und Bürogebäude	50 – 80 Jahre
Einkaufszentrum/SB-Märkte	30 – 50 Jahre

Abb. 55 Tabelle 9: Wirtschaftliche Nutzungsdauer verschiedener Gebäudetypen

¹³² Vgl. Kalusche 2004, Seite 5 f

¹³³ Vgl. Kalusche 2004, Seite 5

Für Glasfassaden aus Aluminium oder Stahl und deren Bestandteile können, je nach Verarbeitungsqualität und unter der Voraussetzung richtiger Pflege, durchaus 35 bis 50 Jahre technische Lebensdauer angesetzt werden, danach werden sich die anfänglichen Leistungseigenschaften (Produktnorm) langsam verschlechtern. Die wirtschaftliche Nutzungsdauer kann jedoch noch höher angesetzt werden.

Ähnlich verhält es sich bei den PV-Anlagen selbst. Setzt man die stetig steigenden Zeiträume der Hersteller-Produktgarantien als technische Lebensdauer an, so kann man mit bis zu 30 Jahren Lebensdauer rechnen, die wirtschaftliche Nutzungsdauer könnte jedoch höher angesetzt werden und würde sich noch steigern, ging man von einer teilweisen Sanierung der Anlage (Austausch der Module) nach 25 Jahren aus.

Zelltyp	Technische Lebensdauer
amorphes Silizium	< 20 Jahre
polykristallines Silizium	25–30 Jahre
monokristallines Silizium	25–30 Jahre
Galliumarsenid	> 20 Jahre
Cadmiumtellurid	> 20 Jahre

Abb. 56 Tabelle 10: technische Lebensdauer von PV-Zellen

Bei gut für die Gebäudeintegration geeigneten Zelltypen weisen alle Zellenarten eine technische Lebensdauer von mind. 20 Jahren auf.

6.1.2 Degradation der Zellen

Für eine exakte und realistische Berechnung des Energieertrages für die Amortisationszeitraumberechnung muss hinsichtlich der oben beschriebenen Lebensdauer aber auch die Degradation der Zellen, also die mit dem Alterungsprozess verbundenen Leistungsverluste der Module (vgl. Kapitel 2.2) berücksichtigt werden. Ausgehend von einer 20-jährigen technischen Lebensdauer muss laut Aussage des Fraunhofer Institutes mit insgesamt 8% Leistungsverlust¹³⁴ (kumulativ) gerechnet werden. Die Modullieferanten sind natürlich bemüht diesen Wert so klein als möglich zu halten, höhere Garantiezusagen gibt es aber aktuell nicht.

Die Degradation von etwa 0,4% jährlich sollte also berücksichtigt werden.

¹³⁴ Vgl. <http://www.solar-immo.net/photovoltaik/wie-hoch-sind-die-betriebskosten.html> , 28.12.20105

6.2 Rentabilität fassadenintegrierter PV-Anlagen

6.2.1 Point of Break Even

Der sogenannte Point of Break Even ist jener Zeitpunkt, an dem die anfängliche zusätzliche Investition, die für die Installation der gebäudeintegrierten Photovoltaikanlage getätigt wurde, von den bis zu diesem Zeitpunkt erhaltenen Erträgen durch die PV-Anlage getilgt wurde. Bei dieser Zeitspanne handelt es sich um die Amortisationszeit des Systems. Zur Berechnung des Point of Break Even können sowohl mathematische als auch graphische Verfahren herangezogen werden, diese Arbeit begnügt sich mit der mathematischen Variante.

Der Ansatz ist relativ einfach:

Ausgehend davon, dass der Gewinn dem Umsatz weniger den Kosten entspricht, müssen die kostenspezifischen Eckdaten der PV-Anlage in der Amortisationsrechnung der Haben- oder der Sollseite zugeordnet werden. An dem Zeitpunkt, an dem der theoretische Gewinn gleich Null wird, also keinen Verlust mehr darstellt, ist der Point of Break Even erreicht.

Die Kosten und Erträge wurden bereits dargestellt, die Berechnung kann beginnen.

6.2.2 Amortisationsrechnung

Die Amortisationsberechnung bzw. die angeführten Beispiele in dieser Arbeit behandeln hauptsächlich die energetische Wirkungsweise der installierten Anlagen und die möglichen Auswirkungen der Brandüberschlagsbereiche bei der vertikalen Gebäudeintegration von PV-Modulen.

Es geht nicht darum aufzuzeigen, wie sich die in vielfältiger Weise auftretenden Förderungen auf die Amortisationszeit auswirken, noch geht es darum eventuell entgangene Zinsen für das benötigte Anfangskapital zur Anschaffung der PV-Anlage auszuweisen. Darum wird bei den theoretischen Beispielen, im Gegensatz zu den vorab folgenden historischen Beispielen, darauf verzichtet, das „Cost of Capital“ (die Kapitalkosten) zu berücksichtigen.

Bei vollständigen Kostenkalkulationen (z.B. Kapitalbarwert - Berechnungen) müssen diese Daten natürlich wieder projektbezogen berücksichtigt werden und in einem weiteren, zusätzlichen Schritt in die Gesamtkalkulation einfließen. Die Beispiele sollen hauptsächlich die Vorgehensweise veranschaulichen und einen Einblick in die monetären Auswirkungen und Zusammenhänge des geplanten Fassadentyps, dem geforderten Brandwiderstand und dem verwendeten Modultyp bei BIPV in Brandüberschlagsbereichen ermöglichen.

6.2.2.1 Historische Rechenbeispiele ohne Brandanforderungen

Anhand der folgenden Beispiele soll veranschaulicht werden, welche Kosten und vor allem welche Erträge bei bereits ausgeführten Gebäuden, in beiden Fällen in Barcelona, bei der Bilanzierung der BIPVs angesetzt wurden. Hierbei wurde von einem Produktlebenszyklus („life cycle“) von mind. 20 Jahren ausgegangen.

- Beispiel 1

Fassadenintegrierte semitransparente Module; 1,2 kWp
40m² ASI Thru (Fa. Schott), Neigung 90°

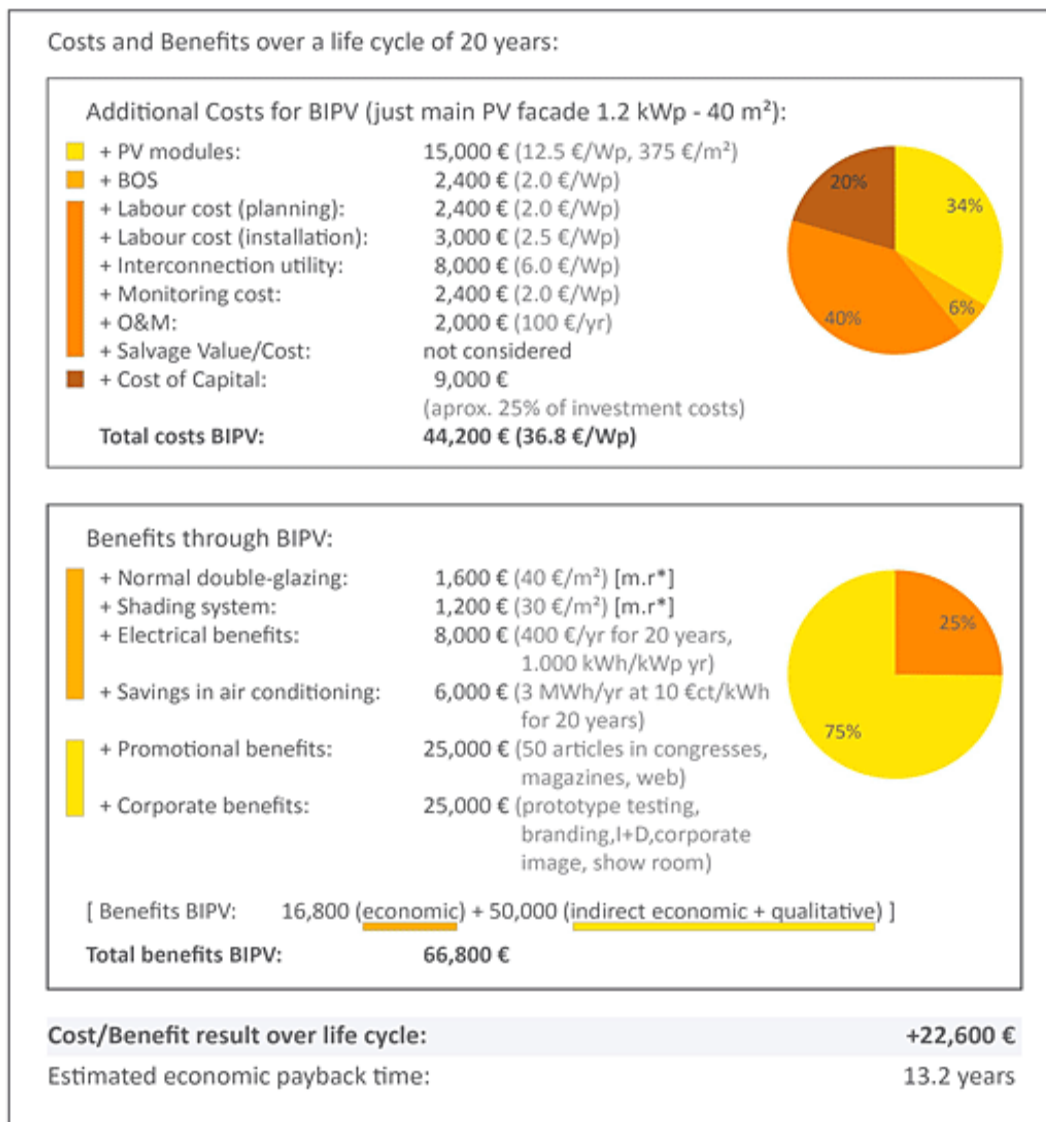


Abb. 57 Kosten-Nutzen einer kleinen BIPV-Anlage im Jahre 2005

Interessant an diesem Beispiel ist auf der Kostenseite der hohe

Anteil an Netzanschlusskosten („Interconnection Utility“) und ein vergleichbar geringer Anteil an Modulkosten. Auch die „Balance of Systems“ (BOS), also die Kabel und Stecker sowie der Wechselrichter, haben einen vergleichbar geringen Kostenanteil gegenüber der Netzkopplung im Jahre 2005. Auf der Ertragsseite wurden direkte Gewinne durch Einsparung bei der Beschattung und bei der Klimatisierung angesetzt. Im Vergleich zu den angesetzten indirekten Gewinnen wie „Promotional und Corporate Benefits“, also Zugewinne im Bereich des Marketing und des Images, bleiben die direkten Gewinne durch Elektrizität und den Opportunitätskosten für Beschattung und Kühlung relativ gering.

- Beispiel 2

Fassadenintegrierte semitransparente Module; 12 kWp
300m² ASI Thru (Fa. Schott), Neigung 90°

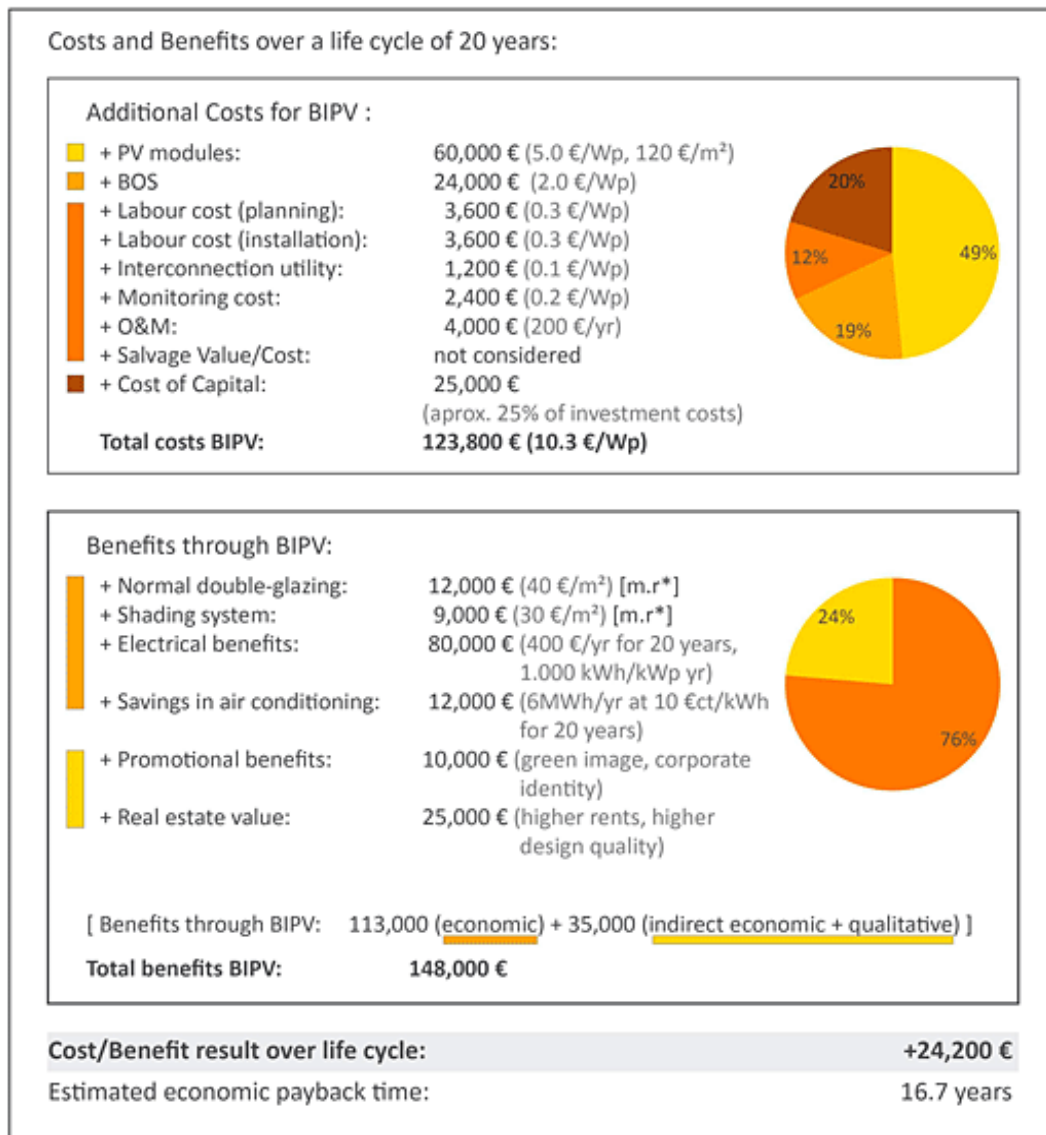


Abb. 58 Kosten-Nutzen einer BIPV-Anlage von 12 kWp im Jahre 2010

Im Beispiel 2, 5 Jahre später haben sich die Anteile sowohl auf der Kostenseite als auch auf der Ertragsseite wesentlich verschoben. So ist heute der Anteil an den Modulkosten eindeutig der höchste Kostenfaktor und das, obwohl der angesetzte Preis von 375 €/m² auf 120 €/m² gefallen ist. Die Kosten für die restlichen Komponenten sind also in einem noch größeren Maß gefallen als die ohnehin beachtlich im Preis reduzierten Dünnschicht-Module. Die Schnittstelle zum lokalen Elektrizitäts-Netzwerk ist heute mit wesentlich weniger technischen Schwierigkeiten verbunden als 2005, auch die Kosten für die Wartung (O&M „Operation and Maintenance“) sind heute geringer als damals.

Auf der Gegenseite, bei den Erträgen, hat vor allem der Anteil an direkten Gewinnen stark zugenommen. Das liegt aber nicht hauptsächlich an der in den letzten 5 Jahren stetig gesteigerten Effizienz der PV-Zellen und Systeme, sondern vermehrt daran, dass sich immer weniger große indirekte Erträge mittels Vermarktung der Anlagen erzielen lassen. Über kurz oder lang wird auch eine fassadenintegrierte BIPV-Anlage zu gewöhnlich sein, um damit die im Jahre 2005 angesetzten Promotion-Gewinne einzufahren. Dafür wurde eine Werterhöhung des Grundstückes und des Gebäudes durch die BIPV angesetzt, die wiederum höhere Mieten oder einen höheren Verkaufswert des Gebäudes zur Folge hätte.

6.2.2.2 Theoretische Rechenbeispiele mit Brandanforderung

Die Berechnung der Amortisationszeit in den folgenden Beispielen erfolgte ohne Berücksichtigung von entgangenen Zinsen für das Investitionskapital und ohne Einfluss von eventuell möglichen Förderungen durch Staat oder Land.

Als Basis zur Errechnung des kostenspezifischen Energieertrages diente der aktuelle Strompreis im jeweiligen Gebiet mit einer jährlichen Steigerungsrate von 5% und die in dieser Arbeit enthaltenen Daten bezüglich Einstrahlung, brandtechnischer Zusatzkosten, Degradation und Wirkungsgrad der Zellen sowie Modul- bzw. Paneel- und Glaspreisen. Die angesetzten Modulkosten steigen mit der Brandanforderung und mit ihr auch die Zusatzmaßnahmen, da diese an den Modulpreis gekuppelt wurden. (Für eine hohe Brandanforderung wurde also auch ein entsprechend höherer monetärer Anteil eingerechnet.)

Neben den anfänglichen Investitionskosten wurden auch die laufenden Kosten wie Versicherung und Wartung berücksichtigt. Der exakte Rechenweg und die zusätzlich verwendeten Preislisten und Produktbeschreibungen der Module sind im Anhang ersichtlich.

- Beispiel 1

Bürokomplex in Wien

Großanlage mit 88 kWp

Dimensionen: Grundriss 40 x 60m, 12 Geschosse,

Fassadentyp: Warmfassade, Pfosten-Riegel

ca. 60m x 35m; opaker Parapethbereich, Neigung 90°

Ausrichtung: nach Süden

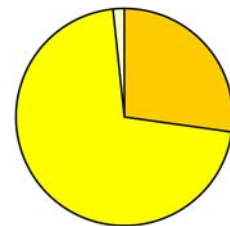
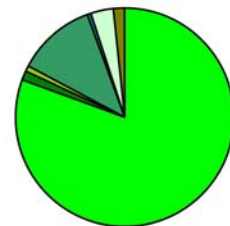
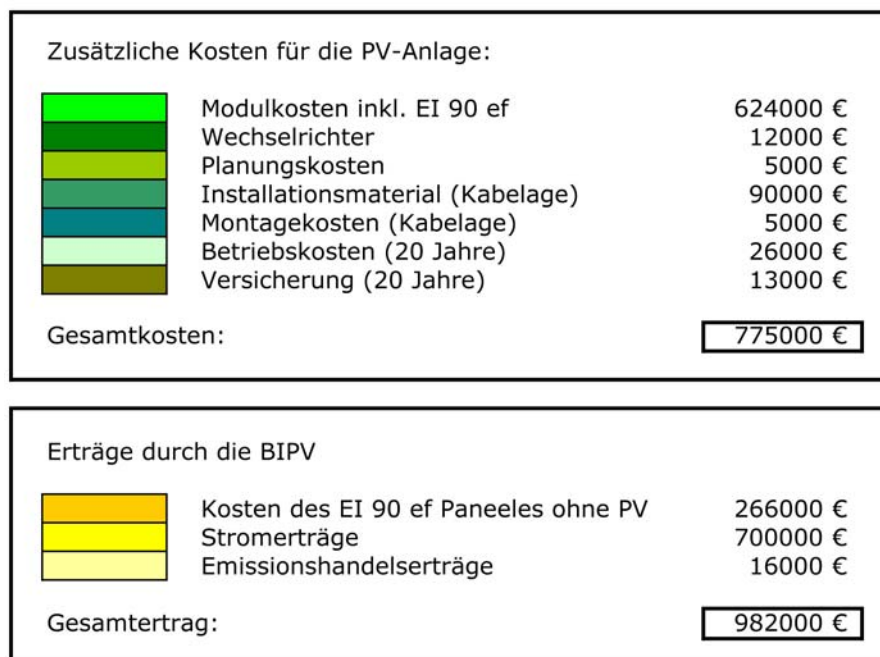
Brandanforderung: vertikaler Brandüberschlag EI 90ef
(1,2m Höhe, ab 1 OG, also 10mal)

Verfügbare Fläche für PV-Module: 720m²
(davon mit Zellen belegt: 672m²)

Zelltyp: Monokristallin, Fa. Ertex Solar 130Wp/m²

Wirkungsgrad der Zelle: 18% (Peak)

Gewählter Modultyp: Kastenpaneel EI 90 ef



Zusätzliche Investition: ~ 470.000 €
Gewinn: nach 20 Jahren: ~ + 130.000 €
Point of Break Even: ~ nach 16 Jahren

Würde man bei diesem Beispiel noch Kapitalkosten von 25 % ansetzen, ohne weitere Erträge zu verbuchen, dann würde sich der Point of Break Even ins letzte der 20 Jahre verschieben. Die Amortisation fände aber noch innerhalb der durch die Herstellergarantie gesetzten Frist statt.

- Beispiel 2

Kleines Bürogebäude in Rom:

Kleine Anlage mit 2kWp

Dimensionen: Grundriss 20 x 10m, 4 Geschosse,

Fassadentyp: Doppelfassade mit Nurglasoptik, Neigung 90°

Ausrichtung: 20m in Süd/Ost; 10m in Süd West

Brandanforderung: vertikaler Brandüberschlag EI 30
(1,2m Höhe, ab 1 OG, also 2mal)








Verfügbare Fläche für PV-Module:

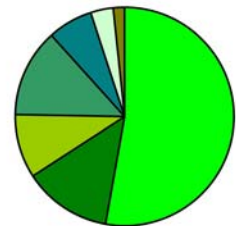
Überdeckter Deckenstreifen in der Außenschicht,
Höhe 400mm → 16m² Süd/Ost; 8m² Süd/West
(davon mit Zellen belegt: 15,4m² und 7,7m²)


Zelltyp: Polykristallin, Fa. Ertex Solar 120Wp/m²

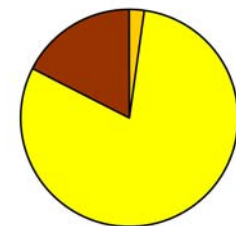
Wirkungsgrad der Zelle: 16% (Peak)

Gewählter Modultyp: VSG

Zusätzliche Kosten für die PV-Anlage:		
	Modulkosten	8040 €
	Wechselrichter	2000 €
	Planungskosten	1400 €
	Installationsmaterial (nur Kabellage)	2000 €
	Montagekosten (nur Kabellage)	1000 €
	Betriebskosten (20 Jahre)	540 €
	Versicherung (20 Jahre)	240 €
Gesamtkosten:		15220 €



Erträge durch die BIPV		
	Kosten des VSG Glases	650 €
	Stromerträge	22870 €
	Promotion und Marketing	5000 €
Gesamtertrag:		28520 €



Zusätzliche Investition: ~ **13.790 €**
Gewinn: nach 20 Jahren: ~ **+ 13.300 €**
Point of Break Even: ~ **nach 13, 5 Jahren**

Trotz des niedrigeren Strompreises in Rom erscheint die kleinere Anlage auf den ersten Blick durchaus rentabel. Dies liegt einerseits an der besseren solaren Einstrahlung in Mittelitalien und andererseits an der Eignung der Doppelfassade zur Integration von photoelektrischen Zellen.

- Beispiel 3

**Hallenbad mit angeschlossenem Wellness-Bereich
in München:** Mittlere Anlage mit 6 kWp

Dimensionen: Grundriss 100 x 50 m, Halle / 3 Geschosse,

Fassadentyp: Warmfassade, Neigung 80°

Ausrichtung: 100m nach Süden

Brandanforderung: horizontaler Brandüberschlag zwischen
Wellness-Bereich und Halle, 5 m in EI 60

Verfügbare Fläche für PV-Module: Vertikaler Streifen mit
5 x 15 m, → 75m² davon mit Zellen belegt: 50m²
(semitransparente Zell-Anordnung)

Zelltyp: Polykristallin, Fa. Ertex Solar 120Wp/m²

Wirkungsgrad der Zelle: 16% (Peak)

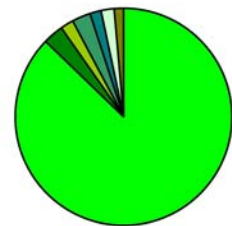
Gewählter Modultyp: 3-fach Isolierglas (EI 60) mit PV

Zusätzliche Kosten für die PV-Anlage:

	Modulkosten inkl. EI 60	59360 €
	Wechselrichter	2150 €
	Planungskosten	1300 €
	Installationsmaterial (nur Kabellage)	2000 €
	Montagekosten (nur Kabellage)	1000 €
	Betriebskosten (20 Jahre)	1440 €
	Versicherung (20 Jahre)	900 €

Gesamtkosten:

68150 €

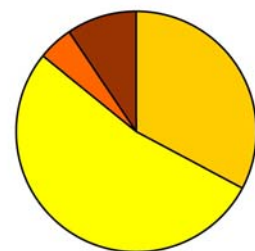


Erträge durch die BIPV

	Kosten des EI 60 Glases ohne PV	27750 €
	Stromerträge	45200 €
	Einsparung bei der Beschattung	4000 €
	Promotion und Marketing	8000 €

Gesamtertrag:

84950 €



Zusätzliche Investition: ~ 38.060 €

Gewinn: nach 20 Jahren: ~ + 17.000 €

Point of Break Even: ~ nach 16 Jahren

Die hohe Brandanforderung (EI60) treibt die Modulkosten in die Höhe, doch nur etwa 50% davon sind auf die PV-Zellen rückführbar. Mit der semitransparenten Anordnung von polykristallinen Zellen können Kosten bei der Beschattung eingespart werden, ohne diese Zugewinne und den Werbeeffect wäre eine Finanzierung fast undenkbar.

- Beispiel 4

Krankenhaus in Kopenhagen:








Große Anlage mit 90 kWp

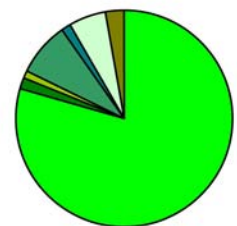
Dimensionen: Grundriss 150 x 40 m, Halle / 5 Geschosse,**Fassadentyp:** Kalt-Warmfassade, Neigung 90°**Ausrichtung:** 150m nach Süden**Brandanforderung:** vertikaler Brandüberschlag

1m Höhe, je Stockwerk ab 10G in EI 90

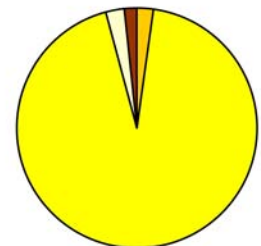
Verfügbare Fläche für PV-Module: Horizontaler, opaker Streifen im Süden mit 3 x 1 x 150m, (davon 435m² mit Zellen belegt); im Westen und Osten mit je 3 x 1 x 40m (davon 230m² mit Zellen belegt)

Zelltyp: Monokristallin, Fa. Ertex Solar 130Wp/m²**Wirkungsgrad der Zelle:** 18% (Peak)**Gewählter Modultyp:** VSG mit opaken PV-Zellen

Zusätzliche Kosten für die PV-Anlage:		
	Modulkosten VSG-Modul	372200 €
	Wechselrichter	8000 €
	Planungskosten	5000 €
	Installationsmaterial (nur Kabellage)	38000 €
	Montagekosten (nur Kabellage)	7000 €
	Betriebskosten (20 Jahre)	26000 €
	Versicherung (20 Jahre)	13000 €
Gesamtkosten:		469200 €



Erträge durch die BIPV		
	Kosten des VSG Glases ohne PV	18600 €
	Stromerträge	764900 €
	Promotion und Marketing	20000 €
	Emissionshandelserträge	14500 €
Gesamtertrag:		818000 €



Zusätzliche Investition: ~ **450.459 €**
Gewinn: nach 20 Jahren: ~ **+ 350.000 €**
Point of Break Even: ~ **nach 13 Jahren**

Ausschlaggebend für das gute Ergebnis in Beispiel 4 ist der hohe Strompreis in Kopenhagen. Es veranschaulicht wunderbar, wie ausschlaggebend die Höhe des Strompreises für die Dauer der Amortisationszeit ist. Auch die gute Integrierbarkeit von opaken Modulen in der Kalt-Warmfassade bei hoher Brandanforderung kommt dem Ergebnis entgegen.

7 ZUSAMMENFASSUNG

7.1 Ergebnisse

7.1.1 Nachweis der Rentabilität der BIPV im Brandüberschlagsbereich von Glasfassaden

Wie die Beispiele zeigen, kann die zusätzliche Installation von PV-Elementen auch im Brandüberschlagsbereich von Fassaden, über einen längeren Zeitraum betrachtet, ein kostenneutrales, sogar auch ein gewinnbringendes Vorhaben sein. Die Amortisationszeiträume sind allerdings entsprechend lang und mögen viele Investoren abschrecken, die mit einem höheren „Return on Investment“ (künftig ROI) bei einer derartigen Zeitspanne rechnen. Die Problematik ist ja bereits von PV-Modulen im photovoltaisch sogar besser geeigneten Dachbereich bekannt.

Ganz entscheidend für die Rentabilität der BIPVs ist die weitere Entwicklung des Strompreises, der, wie bereits beschrieben, mit einer Steigerungsrate von 5% eher an der Untergrenze des Wahrscheinlichen angesetzt wurde. Darüber hinaus wurde mit dem aktuellen Strompreis, ohne Berücksichtigung der Herkunft gerechnet. In Österreich gibt es bereits Konzepte, den Verbraucher auswählen zu lassen, welchen Strom er beziehen möchte. Sauberer Strom, wie die solar erzeugte Energie, kostet bei dieser Herangehensweise wesentlich mehr als etwa nuklear hergestellter oder in Kohlkraftwerken erzeugter Strom. (Ob und wie sich das umsetzen lässt, ist eine andere Geschichte). Emissionsfrei erzeugter Strom ist in jedem Fall höher zu bewerten als emissionsbehaftete elektrische Energie. Je schneller das in Mitteleuropa umgesetzt wird, umso rentabler wird die Photovoltaik im Allgemeinen.

Für die BIPV in Brandüberschlagsbereichen von Glasfassaden ist für eine höhere Rentabilität vor allem eine zukünftige Automatisierung von Planungs- und Fertigungsprozessen ausschlaggebend.

Bei künftigen Massenproduktionen fertiger Bauteile kann generell mit einem Rückgang der Modulkosten, vergleichbar mit den Preisrückgängen für handelsübliche Module ohne brandhemmende Eigenschaften in den letzten Jahren, gerechnet werden.

Ist die Entscheidung einmal gefallen die Außenfassade mit Photovoltaikmodulen auszustatten, so braucht vor den Brandüberschlagsbereichen nicht halt gemacht zu werden! Bei entsprechender Planung und der Integration derartiger Anlagen in das Brandschutzkonzept steigen zwar aktuell noch die Planungs- und Dokumentationskosten, der Anteil ist jedoch bei großen Anlagen nahezu vernachlässigbar. Auch die notwendigen Zusatzmaßnahmen für den Brandschutz halten sich bei der Realisierung mit bis zu 6% vom Modulpreis einigermaßen im Rahmen und werden sich künftig, in Anbetracht der regulativen und fertigungstechnischen Weiterentwicklung der BIPVs, noch weiter reduzieren.

Der größte Teil der mit dem Brandschutz verbundenen Zusatzmaßnahmen (4% vom Modulpreis), geht aktuell für die Direktabschaltung der Module auf. Ist diese einmal gesetzlich verankert, beschränken sich die notwendigen Zusatzmaterialien bei entsprechender Planung auf lediglich 2% der Modulkosten. Auch die momentan durch den Brandschutz hervorgerufenen höheren Planungskosten könnten, durch wiederholte Anwendung und dem damit verbundenen Lerneffekt zukünftig wieder auf das Normalmaß zurückgehen.

Es ist also erwiesener Maßen durchaus wirtschaftlich, die BIPV-Anlage in den traditionell oft opak ausgeführten Brandüberschlagsbereich zu integrieren.

Darüber hinaus besteht die Möglichkeit in vielfältiger Art und Weise auf das Design der zu gestaltenden Oberfläche Einfluss zu nehmen, wohl ein Aspekt, der auch für den oder die Architekten künftiger Gebäude von erheblichem Interesse sein könnte.

7.1.2 Gesamtgebäudeenergieeffizienz

Auch wenn die anfänglichen Investitionskosten hoch erscheinen mögen, handelt es sich also um eine durchaus zukunftssträchtige Methode, die Gesamtenergieeffizienz sowohl von bestehenden als auch von künftig entstehenden Gebäuden zu verbessern. Bilanziert man moderne Gebäude hinsichtlich ihrer Gesamtenergieeffizienz, müssen allerdings vielerlei Faktoren berücksichtigt werden, der Energieverbrauch ist dabei nur ein, wegen der momentanen Brisanz der Energiethematik sicherlich sehr wichtiger, Teilaspekt.

Hinsichtlich der Gesamtenergieeffizienz des Gebäudes sei aber noch einmal festgehalten, dass es die oberste Prämisse bleiben muss, den Verbrauch von Energie im Gebäude bzw. beim Betrieb zu senken! (Durch entsprechende Wärmedämmung, energiebewusstes Verhalten der Nutzer, durch energieoptimale Heizung...)

Es kann nicht das Ziel sein verschwenderisch beim Verbrauch von Energie zu sein, wenn diese dann wieder mit relativ großem Aufwand generiert werden muss, auch wenn es sich dabei um die saubere, emissionsfreie und aus der Sonne generierte photovoltaische Energie handelt. Hinsichtlich der BIPV im Brandüberschlagsbereich von Glasfassaden konnte mittels dieser Arbeit festgestellt werden, dass es nur geringfügige Widersprüche zu den sonstigen aktuellen Anforderungen an eben diesen Bestandteil der Gebäudehülle gibt. Hinsichtlich der Wärmedämmung etwa brauchen keinerlei Abstriche gemacht zu werden, da sowohl bei opaker als auch bei semitransparenter Ausführung die handelsüblichen Ug- bzw. Up-Werte (bis $0,5 \text{ W/m}^2\text{K}$) eingehalten werden können.

Durch die semitransparenten Varianten bieten sich neue Möglichkeiten zur Nutzung der restlichen, noch durch die Module fallenden Lichtmengen. Es müssen also auch keine zusätzlichen Beleuchtungen mit Strom versorgt werden, wenn ein sinnvolles Konzept zur Tageslichtnutzung erdacht wurde. Die BIPV stehen hier mit im Widerspruch, sondern erweitern im Gegenteil unseren aktuellen Horizont, der gewohnt ist, entweder vollständig oder gar nicht durch die Gebäudehülle nach draußen blicken zu können.

Die Gesamtenergieeffizienz von in Planung befindlichen und auch von bestehenden Bauwerken lässt sich also bereits heute und umso mehr in naher Zukunft durch eine fassadenintegrierte PV-Anlage optimieren!

7.1.3 Schaffung der Vision des „Green Building“

Schaut man etwas weiter in die Zukunft, kommt man nicht daran vorbei, den regulativen Eingriffen der Europäischen Union und den damit verbundenen nationalen gesetzlichen Anforderungen Folge zu tragen. So muss ein 2018 errichtetes Haus schon annähernd völlig ohne zusätzliche Energiezufuhr auskommen, 2020 sollen ausschließlich energieneutrale Gebäude im öffentlichen Bau zur Ausführung kommen. In Anbetracht der immer noch rapide ansteigenden CO₂-Emissionswerte unserer Gesellschaft (auch in Mitteleuropa wird immer noch zuviel CO₂ in die Atmosphäre ausgestoßen) bietet sich jedes aktive System zur lokalen Erzeugung von sauberer Energie an, das sich in Gebäudekonzepte integrieren lässt, um dieser Forderung nachzukommen. Ob das nun eine Erdwärmepumpe, eine Biomasseanlage oder eine PV-Anlage in der Außenfassade ist, spielt bei der Vision der Einsparung von nahezu 40% des Weltenergieverbrauches (vgl. Kapitel 1.1.2) keine wesentliche Rolle.

Wichtig ist, dass derartige Konzepte möglichst rasch in möglichst vielen Bauvorhaben umgesetzt werden, um als Wegweiser für Folgeprojekte zu fungieren. Der gesunde Mix aus der Produktion verschiedener alternativer Energien im und ums Gebäude macht künftige Bürokomplexe nicht nur zu Arbeits- und Aufenthaltsräumen, sondern auch zum Energielieferant für vielfältige Anwendungszwecke. Ungeahnte Möglichkeiten tun sich hierbei auf, wenn Themen wie beispielsweise Elektromobilität entsprechend aufgegriffen und mit den „Positiv Energie Buildings“ der Zukunft kombiniert werden, dann kann nicht nur im Bauwesen, sondern auch noch im Transportwesen ein enormes Energieeinsparungspotenzial eröffnet werden.

7.2 Maßnahmen

Für die nachweisliche mögliche künftige Verwendung von fassadenintegrierten PV-Modulen im Brandüberschlagsbereich sollten die folgenden Maßnahmen (in der Reihenfolge wie hier angeführt) ergriffen werden:

7.2.1 Ganzheitliche energetische Analyse

In dieser Arbeit wurden hauptsächlich die Anwendung der PV-Module sowie die Differenzen normaler BIPVs zu den vertikal im Brandüberschlagsbereich verwendeten erläutert. Vom energetischen Standpunkt aus muss aber der gesamte Lebenszyklus der Zellen durchleuchtet werden!

Das beginnt mit der „grauen Energie“, die zur Herstellung der Zellen notwendig war, bis hin zu den Rückgewinnen bzw. Kosten beim Recyceln bereits gebrauchter, veralteter PV-Zellen. Erst die ganzheitliche Energiebilanzierung kann eine realistische Aussage über den Gesamtnutzen von BIPV-Anlagen geben.

Es nützt niemandem, wenn die lokal erzeugte Energie zwar sauber und ohne Emission produziert wird, der Weg dorthin aber mit Umweltverschmutzung durch CO₂-Freisetzung und Energieverschwendung wegen zu hohem Energieaufwand bei der Produktion der Zellen gepflastert ist. Das Gesamtpaket muss stimmen, sonst muss langfristig auf diese Variante der Erzeugung alternativer Energie verzichtet werden.

7.2.2 Prüfzyklen durchlaufen

Vor einer automatisierten Verwendung der PV-Module an den in dieser Arbeit beschriebenen Einsatzorten müssen die brandtechnischen Eigenschaften der Module hinsichtlich Brandverhalten und brandhemmender Eigenschaften festgestellt und dokumentiert werden. Um dieses tun zu können, müssen vorerst die in Kap. 2.3.4 beschriebenen europäischen Prüfnormen in der künftigen Produktnorm der PV-Module ihre Verankerung finden. Erst wenn die Arbeit der Normungsinstitute erledigt ist, kann eine normative Produktprüfung stattfinden und die ermittelten Eigenschaften können in das CE-Zeichen der Module und Zellen übernommen werden.

Sind die Produktprüfungen erst einmal an den Prototypen abgeschlossen und die Ergebnisse entsprechend dokumentiert, kann der nächste Schritt in Angriff genommen werden.

7.2.3 Massenproduktion von Standardbauteilen

Um die Kosten für die Module und die anderen Komponenten eines PV-Systems weiter zu senken, sollten, basierend auf den Prüfergebnissen und fertigungstechnischen Erkenntnissen, möglichst Standardbauteile gefertigt werden.

Gerade für den vertikalen Brandüberschlag, der in seiner Auswirkung erforscht und mit gesetzlichen Vorgaben hinsichtlich der Abmessung des notwendigen, gesicherten Brandüberschlagsbereiches bekannt ist, könnten grundsätzliche Bauteilabmessungen festgelegt werden.

Durch die wiederholte Fertigung dieser speziellen Abmessung könnten bspw. die Kosten für Kastenpaneele enorm reduziert werden, auch wäre es leichter möglich verschiedene Hersteller exakt miteinander zu vergleichen. Denkbar wären auch kleine Module, die direkt im Inneren mit einer Art Stecker versehen zur Stromentnahme herangezogen werden könnten (kleine Inselsysteme).

Ein weiterer Vorteil durch die normative Massenproduktion ist das ständige Schwinden von Schnittstellen. Vorrangig problematisch war in der Vergangenheit hierbei das Zusammenspiel der verschiedenen Handwerkergilden, die einerseits montieren und installieren und andererseits das PV-System in Betrieb nehmen. Doch auch auf die Schnittstellen zu den restlichen Komponenten einer Haustechnikanlage muss Rücksicht genommen werden, was im Zuge einer Vereinheitlichung durch die Massenproduktion von PV-Modulen mit brandhemmenden Eigenschaften sicher geschehen könnte.

7.3 Resümee und Schlusswort

Ausgehend von einer weiteren Verschärfung der Ressourcen-verknappung auf unserem Planeten, gepaart mit der Dominanz des Öls als wichtigstem Wirtschaftsfaktor und der damit verbundenen zunehmenden Umweltverschmutzung, sollte die Produktion und Verwendung von sauberer Alternativenergie eigentlich längst keine Zukunftsvision mehr sein. Sowohl in der Wirtschaft als auch in den Köpfen und Haushalten der Menschen sollten Technologien zur solaren Stromerzeugung sowie das zugehörige energetische Bewusstsein endlich angekommen sein.

Aufgrund der langen Amortisationszeiträume der BIPVs ist eine weitsichtige und nachhaltige Denkweise der Investoren und Architekten die Voraussetzung für eine breite Anwendung der in dieser Arbeit beschriebenen Produkte.

Die riesige Menge an Energie, die der Fixstern in unserem Sonnensystem abstrahlt, sollten wir uns, im Rahmen unserer Möglichkeiten, zu Nutze machen!

Ein Weg dazu wären fassadenintegrierte Photovoltaiksysteme, erwiesener Maßen auch in den Brandüberschlagsbereichen.

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

Abb.	Abbildung
BPR	Bauproduktenrichtlinie
BIPV	Building Integrated Photovoltaic (Gebäudeintegrierte PV)
CAD	Computer Aided Design (rechnergestützter Entwurf)
EN	Europäische Norm
ESG	Einscheibensicherheitsglas
Fa.	Firma
ISO	Isolier (Glas)
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
kWp	Kilowatt Peak
MPP	Maximum Power Point (Punkt maximaler Leistung)
OIB	Österreichisches Institut für Bautechnik
PV	Photovoltaik
TVB	Teilvorgespanntes (Glas)
Vgl.	vergleiche
VSG	Verbundsicherheitsglas

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abb. 1	Aufteilung des Weltenergieverbrauches, Quelle: World Business Council for Sustainable Development (WBCSD), Energy Efficiency in Buildings: Transforming the Market 2009	6
Abb. 2	CAD Model WICONA Testcenter Bellenberg, Quelle: Fa. Wicona	10
Abb. 3	CAD Model aus Wictop 3D WICONA Pfosten-Riegel Fassade und Regelschnitt des Pfostenprofils, Quelle: Fa. Wicona	16
Abb. 4	CAD Model aus Wictop 3D WICONA Elementfassade und Regelschnitt des Pfostenprofils, Quelle: Fa. Wicona	16
Abb. 5	Klinikum der Kreuzschwestern, Wels (Foto: Fa. Wicona)	17
Abb. 6	Vienna International Airport, Schwechat Elementfassade (Foto: Wicona)	19
Abb. 7	Nord LB Hannover, Germany (Foto: Fa. Wicona)	19
Abb. 8	PV-System, Quelle: Fa. Schrack	21
Abb. 9	Sonnenstandsdiagramm; Quelle: http://de.wikipedia.org	23
Abb. 10	Solarelektrizitäts-Potenzialkarte Europa, Quelle: http://re.jrc.ec.europa.eu	24
Abb. 11	Solarelektrizitäts-Potenzialkarte Österreich, Quelle: http://re.jrc.ec.europa.eu	25
Abb. 12	Prozentuelle Einstrahlung nach Einbauwinkel und Orientierung Quelle: Schmid, Kranich Vortrag Photovoltaik, 2008	25
Abb. 13	polykristalline Zelle, Quelle: Fa. Ertex Sola	28
Abb. 14	monokristalline Zelle, Quelle: Fa. Ertex Solar	28
Abb. 15	hoch effiziente monokristalline Zelle, Quelle: Fa. Ertex Solar	28
Abb. 16	Herstellung von Siliziumzellen Quelle: Fa. HBS Solar	28
Abb. 17	Mikromorphes, semitransparentes Tandem-Dünnschichtmodul Quelle: Fa. Schott Solar	30
Abb. 18	Tabelle 1 : Zelltypen	32
Abb. 19	PV-Modulkomponenten, Quelle: Hagemann 2002	33
Abb. 20	Quadratischer Waver-Zuschnitt, Quelle: Hagemann 2002	34
Abb. 21	Mögliche Beschattung durch Befestigungsteile, Quelle: Hagemann 2002	34
Abb. 22	Quadratischer Waver-Zuschnitt, Quelle: Hagemann 2002	35
Abb. 23	Semi-transparente Zelle, Quelle: Fa. Ertex Solar	35
Abb. 24	Strom und Spannungskennliniendiagramm, Quelle: Hagemann 2002	36
Abb. 25	Einfluss von Temperatur und Bestrahlungsstärke, Quelle: Hagemann 2002	37

Abb. 26	Tabelle 2: Normen für Feuerschutzabschlüsse Teil 1: Fenster, Türen und nichttragende Wände	45
Abb. 27	Tabelle 3: Normen für Feuerschutzabschlüsse Teil 2: Fassaden	46
Abb. 28	Tabelle 4: Normen über das Brandverhalten von Bauteilen	46
Abb. 29	Gegenüberstellung Einheitstemperaturkurve (lila) und Außenbrandkurve (blau) Quelle: ÖNORM EN 1363-1	48
Abb. 30	Tabelle 5: Wesentliche europäische Normen für Brandschutz und Brandverhalten bei fassadenintegrierten PV- Systemen	49
Abb. 31	Brandschutzschürzen und Brandschutzbrüstungen (inkl. Legende), Quelle: EN 1364-3	53
Abb. 32	PV-Stromerzeugung und Strombedarf (inkl. Legende), Quelle: IEA-SCHP-TASK 16	56
Abb. 33	färbige Dünnschichtmodule Quelle: Hagemann 2002	58
Abb. 34	Verschiedene polykristalline Muster Quelle: Hagemann 2002	58
Abb. 35	Verschiedene Ausprägungen monokristalliner Zellen mit gemustertem Trägermaterial Quelle: Hagemann 2002	59
Abb. 36	Einbindung von PV-Zellen in Isoliergläser, Quelle: Fa. Ertex Solar	62
Abb. 37	Einbindung von PV-Zellen in Dünnglas oder VSG, Quelle: Fa. Ertex Solar	63
Abb. 38	Einbindung von PV-Zellen in Dünnglas oder VSG, Quelle: Fa. Ertex Solar	63
Abb. 39	Solarpaneel in Warmfassade, Quelle: Fa. Wicona	65
Abb. 40	Solarpaneel in Kalt-Warmfassade, Quelle: Fa. Wicona	65
Abb. 41	Solarpaneel in Kaltfassade, Quelle: Fa. Wicona	66
Abb. 42	Solar-Brandschutzpaneel, Quelle: Fa. Wicona (Acad Zeichnung J. Meiche	66
Abb. 43	Fassadenbekleidung mit polykristallinen DUETT MegaSlate Solarlaminaten, Quelle: www.duett.de	67
Abb. 44	Vorgehängte hinterlüftete Glasfassade mit rahmenlosen DUETT-MegaSlate® Solarlaminaten in St. Moritz (CH), Quelle: www.duett.de	67
Abb. 45	Aufteilung der Systemkosten einer freistehenden PV-Anlage, Quelle: Schmid, Kranich Vortrag Photovoltaik 2008	75
Abb. 46	Tabelle 6: Preise für vollflächig mit Zellen belegte Glasmodule mit zusätzlicher Brandschutzklassifizierung, Quelle: Fa. Wicona, Fa. Ertex Solar, Fa. Vetrotech	77
Abb. 47	Tabelle 7: Preise für vollflächig mit Zellen belegte Kastenpaneele mit zusätzlicher Brandschutzklassifizierung, Quelle: Fa. Wicona	78
Abb. 48	Kostendegression der Photovoltaik versus Haushaltsstromkosten in Cent/kWh, Quelle: Stromgipfel Uranus Verlag 2009	84

Abb. 49	Gegenüberstellung Prognose mit PV SOL und tatsächlich erzeugter Energiemenge, Quelle: ALU SOLAR www.mkwa.de	85
Abb. 50	Entwicklung des Börsenpreises für CO ₂ -Zertifikate, Quelle: www.greenmarket-exchange.com	88
Abb. 51	Verhältnis zwischen Transmission und möglicher erzeugter Energie bei unterschiedlichem semitransparenten Design eines PV-Moduls, Quelle: Würth Solar GmbH & Co. KG GRAFIS 02/04/PDF	89
Abb. 52	Darstellung der m ² -Kosten verschiedener Fassadenfüllungen ohne Brandschutzanforderung, Quelle: Fechner, Sehnal, Haas, López-Polo, Kletzan-Slamanig, Gebäudeintegrierte Photovoltaik, 2009	91
Abb. 53	Tabelle 8: Brandschutzgläser → Varianten und m ² Preise, Quelle: Fa. Eckelt Glas, Fa. Vetrotech	92
Abb. 54	Vergleich des m ² Preises von Gläsern und Brandschutzgläsern mit und ohne PV	92
Abb. 55	Tabelle 9: Wirtschaftliche Nutzungsdauer verschiedener Gebäudetypen, Quelle: Kleiber, Wolfgang; Simon, Jürgen; Weyers, Gustav: Verkehrswertermittlung von Grundstücken. 3. Aufl. Köln : Bundesanzeiger, 1998. - S. 2123	94
Abb. 56:	Tabelle 10: technische Lebensdauer von PV-Zellen Solarzelle, Quelle: Wikipedia http://de.wikipedia.org/wiki/Solarzelle	95
Abb. 57:	Kosten-Nutzen einer kleinen BIPV-Anlage im Jahre 2005, Quelle: Arch. Thorsten Masseck, Centre d'Investigació Solar (CISOL), Polytechnische Universität, Barcelona	97
Abb. 58:	Kosten-Nutzen einer BIPV-Anlage von 12 KWp im Jahre 2010, Quelle: Arch. Thorsten Masseck, Centre d'Investigació Solar (CISOL), Polytechnische Universität, Barcelona	98

LITERATURVERZEICHNIS

Druckwerke:

Compagno A.

Intelligente Glasfassaden, Material Anwendung Gestaltung
4., revidierte und erweiterte Auflage, Birkhäuser, 1999

Dell G.

OIB aktuell Heft 1/11 Jahrgang, März 2010

Europäische Union

Richtlinie 89/106/EWG des Rates vom 21. Dezember 1988 zur Angleichung der
Rechts- und Verwaltungsvorschriften der Mitgliedstaaten über Bauprodukte

Europäische Union

Richtlinie 93/76/EWG des Rates vom 13. September 1993
zur Begrenzung der Kohlendioxidemissionen durch eine effizientere Energie-
Nutzung (SAVE)

Europäische Union

RICHTLINIE 2001/77/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom
27. September 2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren
Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt

Europäische Union

RICHTLINIE 2002/91/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom
16. Dezember 2002 über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden

Europäische Norm

EN 1363-2: Feuerwiderstandsprüfungen - Teil 2: Alternative und ergänzende
Verfahren, 2000

Fechner H.

Technologie-Roadmap für Photovoltaik in Österreich
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie 2007, 2009

Fechner, Sehnaal, Haas, López-Polo, Kletzan-Slamanig,

Gebäudeintegrierte Photovoltaik, 2009

FAECF

Merkblatt CE.01 Ausgabe November
Föderation der Europäischen Fenster und Fassadenhersteller-Verbände, 2004

Hagemann I. B.

Gebäudeintegrierte Photovoltaik, Rudolf Müller Verlag, 2002

Fa. Ertex Solar

(Broschüre) BIPV 2010

Fa. Ertex Solar

Preisliste Solarmodule; Richtpreise Stand: März 2010

Fa. Hydro Building Systems GmbH

Prüfbericht Wicona FR 089/05 CPS Institut: FIRES 2005

Fa. Hydro Building Systems GmbH

Prüfbericht Wicon FR 110/04 CP Institut: FIRES 2004

Fa. Kuhn

Anbot zum Auftrag 2074463 (Pos. 3), 2010

Fa. Promat Wien

Preisliste 2010

Fa. Schrack Technik

(Broschüre) Photovoltaik; Umweltfreundlich-Kraftvoll-Sicher

Fa. Saint Gobain Glass

Glashandbuch Memento; 2005

Fa. Schindler und Holtzhauer KG

Anbot vom 17.09.2008

Kalusche W.

Technische Lebensdauer von Bauteilen und wirtschaftliche Nutzungsdauer eines Gebäudes. Brandenburgische Technische Universität Cottbus, 1997

Österreichisches Institut für Bautechnik

OIB Richtlinie 2 - Brandschutz - Ausgabe: April 2007

Österreichisches Institut für Bautechnik

Erläuternde Bemerkungen zu OIB-Richtlinie 2 „Brandschutz“: April 2007,

Österreichisches Institut für Bautechnik

OIB Richtlinie 6 – Energieeinsparung und Wärmeschutz - Ausgabe: April 2007

Photovoltaik Austria

Stromgipfel, Uranus Verlags GesmbH, 2009

Renckens J.L.M.

Aluminium Fassaden und Architektur
FAECF Föderation der Europäischen Fenster und
Fassadenhersteller-Verbände Frankfurt am Main, 1997

Salzburger Nachrichten, Mo.18.Oktober 2010

Schneider, Bruckner, Bölskey

Baustoffe und ihre Anwendung, Band 1 Aluminium / Glas; Springer Verlag Wien, 2002

Verband Österreichischer Feuerwehren

Technische Richtlinie Vorbeugender Brandschutz (TRVB) N 115, 2000

VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.

VDE-AR-E 2100-712, Anforderungen zur Freischaltung im DC-Bereich einer PV-Anlage, 2008

WBCSD

World Business Council for Sustainable Development,
Energy Efficiency in Buildings: Transforming the Market 2009

Internetquellen:

<http://de.wikipedia.org/wiki/Photovoltaik>, 19.10.2010

<http://de.wikipedia.org/wiki/Solarzelle>, 19.10.2010

<http://de.wikipedia.org/wiki/Sonnenstrahlung>, 19.10.2010

<http://de.wikipedia.org/wiki/Solarmodul>, 01.11.2010

<http://licht-plattform.org/lichtwissen-tageslicht.htm>, 26.12.2021

<http://www.baulinks.de/webplugin/2006/1299.php?url1=http://www.baulinks.de/we...http://www.energyoffice.org/deutsch/tools/emanagement/procedure/analysis/main.html>, 26.12.2021

<http://www.feuerwehr-kuessaberg.de/assets/plugindata/poolf/PhotovoltaikAnlagen.pdf>, 12.12.2010

<http://www.finanztip.de/preislotse/stromtarif/strompreise-in-muenchen.htm>, 21.12.2010

<http://www.greenmarket-exchange.com/en/home.html>, 21.12.2010

<http://www.haustechnikdialog.de/News/10077/Es-ist-passiert-5-MW-BP-Photovoltaikanlage-in-Buerstadt-brennt>, 8.12.2010

http://module-pv.de/Sonderdruck_Aleo_Stiftung_Warentest.pdf, 01.11.2010

<http://www.photovoltaikforum.com/pv-module-f2/notabschaltungvon-pv-anlage-t55>, 8.12.2010

http://www.presseportal.de/pm/79817/1600355/solteq_gmbh, 06.12.2010

<http://www.sbz-monteur.de/2009/07/22/loschwasser-unter-strom>, 8.12.2010

<http://www.solaranlagen-portal.de/glossarphotovoltaik>, 5.11.2010

<http://www.solaranlagen-portal.com/photovoltaik/kosten/preise>, 11.10.2010

http://www.solarone.de/photovoltaik_info/photovoltaik_kosten.html, 21.12.2010

<http://www.solarserver.de/solar-magazin/solar-report/gebaeudeintegrierte-photovoltaik-auf-dem-weg-zum-massenprodukt.html>, 22.12.2010

<http://cc.bingj.com/cache.aspx?q=Pro+1+kWh+erzeugtem+Solarstrom+vermeidet+man+700+g+CO2&d=4985344786826636&mkt=de-AT&setlang=en-US&w=5cbbb324,2f1341b3>, 26.10.2010

<http://www.solar-immo.net/photovoltaik/wie-hoch-sind-die-betriebskosten.html>, 28.12.2010

<http://www.test.de/themen/umwelt-energie/test/Photovoltaik-Geld-verdienen-mit-eigenem-Strom-1371581-1376517>, 23.12.2010

<http://www.vergleichsrechner.photovoltaik-versicherung-vergleichen.de>, 8.10.2010

[http://www.win.steiermark.at/cms/dokumente/11264001_52567516/61056f86/Energiekennzahlen%20und%20Sparpotenziale%20f%C3%BCr%20B%C3%BCrogeb%C3%A4ude%20\(1\).pdf](http://www.win.steiermark.at/cms/dokumente/11264001_52567516/61056f86/Energiekennzahlen%20und%20Sparpotenziale%20f%C3%BCr%20B%C3%BCrogeb%C3%A4ude%20(1).pdf), 26.12.2021

ANHANG I**Kapitel 6.2.2.2 Beispiel 1****Beispiel: Bürogebäude Grundfläche 40 x 60m****Ort: Wien**

Ausrichtung 60m nach Süden 11 Geschosse

Verfügbare Fläche:

Höhe

1,2

Länge

60

Anzahl

10

Gesamtfläche

720 m²

jährliche Einstrahlung:

950 kWh/m².

Ausrichtung : Süden

davon mit Zellen belegt:

672 m²**Brandanforderung EI 90 ef**

Fassade: Warmfassade

Pfosten / Riegel

Opaker Parapethbereich

Module

Ertex

Monokristallin

130 W/m²

Wp gesamt: 87,36 kWp

Wirkungsgrad

0,18 Peak

Wirkungsgrad gesamt bei 40°

0,16

Energieertrag:**102144 kWh / Jahr****KOSTEN**

Modulkosten:	876 €/m ²	gesamt:	588672 €
Aufpreis für Brandschutzmaßnahmen + 6%			35320,32 €
Modulkosten inkl. EI 90 ef			623992,32 €
4 Wechselrichter	3000 gesamt		12000 €
Planungskosten			5000 €
Installationsmaterial			90000 €
Montagekosten	(nur Verkabelung)		5000 €
Betriebskosten	15€/kWp jährlich		26208 €
Versicherung	7,5€/kWp jährlich		13104 €
KOSTEN		GESAMT	775304,32 €

ERTRÄGE

	kumulativ	Jährlich		
Erträge erstes Jahr	22982,4	20428,8 €	0,2	0,05
	44432,64	21450,24 €	0,21	0,05
	66955,392	22522,752 €	0,2205	0,05
	90604,2816	23648,8896 €	0,231525	0,05
	115435,6157	24831,33408 €	0,24310125	0,05
	141508,5165	26072,90078 €	0,255256313	0,05
	168885,0623	27376,54582 €	0,268019128	0,05
	197630,4354	28745,37311 €	0,281420085	0,05
	227813,0772	30182,64177 €	0,295491089	0,05
	259504,851	31691,77386 €	0,310265643	0,05
	292781,2136	33276,36255 €	0,325778925	0,05
	327721,3943	34940,18068 €	0,342067872	0,05
	364408,584	36687,18971 €	0,359171265	0,05
	402930,1332	38521,5492 €	0,377129828	0,05
Break Even bei	443377,7598	40447,62666 €	0,39598632	0,05
469592,32	485847,7678	42470,00799 €	0,415785636	0,05
	530441,2762	44593,50839 €	0,436574918	0,05
	577264,46	46823,18381 €	0,458403664	0,05
	626428,803	49164,343 €	0,481323847	0,05
	678051,3632	51622,56015 €	0,505390039	0,05
	Summe Ertrag	675497,7632 €		
Gesamtertrag Elektrizität				
(kostenspezifisch inkl. 8% Degradation)		621457,9421 €		
EI 90 ef Paneel [370 €/m ²]		266400 €		
CO2 Vermeidung	2042880	14592 €		
[10 Euro / 1,4t CO2]				
		902449,9421 €		

Gewinn nach 20 Jahren	127146 €
Point of Break Even	nach 15,8 Jahren

Kapitel 6.2.2.2 Beispiel 2

Beispiel: kleines Bürogebäude Grundfläche 20 x 10m

Ausrichtung 20m nach Süd/Ost, 10m nach Süd West 4 Geschosse

Ort: Rom

Verfügbare Fläche:	Höhe	0,4	0,4	jährliche globale Einstrahlung:	1700 kWh/m².
	Länge	20	10	jährliche Einstrahlung:	1190 kWh/m².
	Anzahl	2	2		
Ausrichtung : Süd/Ost	Fläche	16 m²		davon mit Zellen belegt:	15,4 m²
Ausrichtung : Süd/West	Fläche	8 m²		davon mit Zellen belegt:	7,7 m²
	Gesamte Fläche	24 m²			23,1 m²

Brandanforderung EI 30

Fassade: Doppelfassade	Elementbauweise	Opaker Deckenstreifen		
Module	Ertext	Polykristallin	120 W/m²	Wp gesamt: 1,848 kWp
Wirkungsgrad		0,16	Peak	
Wirkungsgrad gesamt bei 40°		0,16	(Hinterlüftung)	

Energieertrag: 4398,24 kWh / Jahr

KOSTEN

Modulkosten:	502 €/m²	gesamt:	7730,8 €
Aufpreis für Brandschutzmaßnahmen + 4%			309,232 €
Modulkosten			8040,032 €
Wechselrichter	2000	gesamt	2000 €
Planungskosten			1400 €
Installationsmaterial			2000 €
Montagekosten	(nur Verkabelung)		1000 €
Betriebskosten	15€/kWp	jährlich	540 €
Versicherung	12 €/kWp	jährlich	240 €
KOSTEN		GESAMT	15220,032 €

ERTRÄGE

	kumulativ	Jährlich		
Erträge erstes Jahr	879,648	879,648 €	0,17	0,05
	1664,73384	785,08584 €	0,1785	0,05
	2489,073972	824,340132 €	0,187425	0,05
	3354,631111	865,5571386 €	0,19679625	0,05
	4263,466106	908,8349955 €	0,206636063	0,05
	5217,742851	954,2767453 €	0,216967866	0,05
	6219,733434	1001,990583 €	0,227816259	0,05
	7271,823546	1052,090112 €	0,239207072	0,05
	8376,518163	1104,694617 €	0,251167425	0,05
	9536,447511	1159,929348 €	0,263725797	0,05
	10754,37333	1217,925816 €	0,276912087	0,05
	12033,19543	1278,822106 €	0,290757691	0,05
Break Even bei	13375,95864	1342,763212 €	0,305295575	0,05
13792,032	14785,86002	1409,901372 €	0,320560354	0,05
	16266,25646	1480,396441 €	0,336588372	0,05
	17820,67272	1554,416263 €	0,35341779	0,05
	19452,8098	1632,137076 €	0,37108868	0,05
	21166,55373	1713,74393 €	0,389643114	0,05
	22965,98485	1799,431126 €	0,40912527	0,05
	24855,38754	1889,402683 €	0,429581533	0,05
	Summe Ertrag	24855,38754 €		
Gesamtertrag Elektrizität				
(kostenspezifisch inkl. 8% Degradation)		22866,95653 €		
Normales VSG [27 €/m²]		648 €		
Promotion und Marketing		5000 €		
[10 Euro / 1,4t CO2]				
		28514,95653 €		

Gewinn nach 20 Jahren 13295 €
Point of Break Even nach 13,5 Jahren

Kapitel 6.2.2.2 Beispiel 3

Beispiel: Hallenbad 100 x 50 x 15 m
Ort: München

Ausrichtung 100m nach Süden 1 Halle / 3 Geschosse)

Verfügbare Fläche:	Höhe	15	jährliche globale Einstrahlung:	1250 kWh/m².
	Länge	5	jährliche reale Einstrahlung:	1062 kWh/m².
	Anzahl	1		
Ausrichtung : Süden	Gesamtfläche	75 m²	davon mit Zellen belegt:	50 m²

Brandanforderung EI 60

Fassade: Warmfassade Pfosten / Riegel semitransparenter Fassadenstreifen

Neigung 80°

Module Ertex Polykristallin 120 W/m² Wp gesamt: 6 kWp

Wirkungsgrad 0,16 Peak

Wirkungsgrad gesamt bei 50° 0,14

Energieertrag: 7434 kWh / Jahr

KOSTEN

Modulkosten:	1120 €/m²	gesamt:	56000 €
Aufpreis für Brandschutzmaßnahmen + 6%			3360 €
Modulkosten inkl. EI 60			59360 €
Wechselrichter			2150 €
Planungskosten			1300 €
Installationsmaterial			2000 €
Montagekosten (nur Verkabelung)			1000 €
Betriebskosten 12€/kWp jährlich			1440 €
Versicherung 7,5€/kWp jährlich			900 €
KOSTEN		GESAMT	68150 €

ERTRÄGE

	kumulativ	Jährlich		
Erträge erstes Jahr	1486,8	1486,8 €	0,2	0,05
	3047,94	1561,14 €	0,21	0,05
	4687,137	1639,197 €	0,2205	0,05
	6408,29385	1721,15685 €	0,231525	0,05
	8215,508543	1807,214693 €	0,24310125	0,05
	10113,08397	1897,575427 €	0,255256313	0,05
	12105,53817	1992,454198 €	0,268019128	0,05
	14197,61508	2092,076908 €	0,281420085	0,05
	16394,29583	2196,680754 €	0,295491089	0,05
	18700,81062	2306,514792 €	0,310265643	0,05
	21122,65115	2421,840531 €	0,325778925	0,05
	23665,58371	2542,932558 €	0,342067872	0,05
	26335,6629	2670,079186 €	0,359171265	0,05
	29139,24604	2803,583145 €	0,377129828	0,05
	32083,00834	2943,762302 €	0,39598632	0,05
Break Even bei	35173,95876	3090,950417 €	0,415785636	0,05
38060	38419,4567	3245,497938 €	0,436574918	0,05
	41827,22953	3407,772835 €	0,458403664	0,05
	45405,39101	3578,161477 €	0,481323847	0,05
	49162,46056	3757,06955 €	0,505390039	0,05
	Summe Ertrag	49162,46056 €		
Gesamtertrag Elektrizität (kostenspezifisch inkl. 8% Degradation)		45229,46372 €		
Einsparung für Beschattung EI 60 ef Paneel [530 €/m²]		4.000 €		
Promotion und Marketing		27750 €		
		8000 €		
		84979,46372 €		

Gewinn nach 20 Jahren	16829 €
Point of Break Even nach	16,9 Jahren

Kapitel 6.2.2.2 Beispiel 4**Beispiel: Krankenhaus 150 x 40 m****Ort: Kopenhagen**

Ausrichtung 150m nach Süden 5 stöckig

Verfügbare Fläche:

Höhe

1

Länge

230

Anzahl

3

jährliche globale Einstrahlung:

1100 kWh/m².

jährliche reale Einstrahlung: SÜDEN

825 kWh/m².

jährliche reale Einstrahlung: Ost/West

605 kWh/m².

Ausrichtung : Süden

Gesamtfläche

450 m²

davon mit Zellen belegt:

435 m²

Ausrichtung : Osten /Westen

Gesamtfläche

240 m²

davon mit Zellen belegt:

230 m²

Brandanforderung EI 90

Fassade: Kalt-Warmfassade

Fensterfassade

Opaker Parapethbereich

Neigung 90°

Module

Ertex Monokristallin

130 W/m²

Wp gesamt:

86,45 kWp

Wirkungsgrad

0,18 Peak

Wirkungsgrad gesamt bei 30°

0,17

Ertrag Osten und Westen

23655,5

Ertrag Süden

61008,75

Energieertrag:**84664,25 kWh / Jahr****KOSTEN**

Modulkosten:	528 €/m²	gesamt:	351120 €
Aufpreis für Brandschutzmaßnahmen + 4%			21067,2 €
Modulkosten			372187,2 €
2 Wechselrichter	je 4000	gesamt	8000 €
Planungskosten			5000 €
Installationsmaterial			38000 €
Montagekosten	(nur Verkabelung)		7000 €
Betriebskosten	15€/kWp	jährlich	25935 €
Versicherung	7,5€/kWp	jährlich	12967,5 €
KOSTEN		GESAMT	469089,7 €

ERTRÄGE

	kumulativ	Jährlich		
Erträge erstes Jahr	16932,85	16932,85 €	0,3	0,05
	43602,08875	26669,239 €	0,315	0,05
	71604,78944	28002,701 €	0,33075	0,05
	101007,6252	29402,836 €	0,3472875	0,05
	131880,6027	30872,978 €	0,364651875	0,05
	164297,2291	32416,626 €	0,382884469	0,05
	198334,6868	34037,458 €	0,402028692	0,05
	234074,0173	35739,331 €	0,422130127	0,05
	271600,3145	37526,297 €	0,443236633	0,05
	311002,9264	39402,612 €	0,465398465	0,05
	352375,669	41372,743 €	0,488668388	0,05
Break Even bei	395817,0487	43441,38 €	0,513101807	0,05
411557,2	441430,4974	45613,449 €	0,538756898	0,05
	489324,6185	47894,121 €	0,565694743	0,05
	539613,4457	50288,827 €	0,59397948	0,05
	592416,7142	52803,269 €	0,623678454	0,05
	647860,1462	55443,432 €	0,654862377	0,05
	706075,7497	58215,604 €	0,687605495	0,05
	767202,1335	61126,384 €	0,72198577	0,05
	831384,8364	64182,703 €	0,758085059	0,05
	Summe Ertrag	831384,84 €		
Gesamtertrag Elektrizität				
(kostenspezifisch inkl. 8% Degradation)		764874,05 €		
Kosten für normales VSG (27€/m²)		18630 €		
CO2 Vermeidung	1693285	12094,893 €		
[10 Euro / 1,4t CO2]				
Promotion und Marketing		20000 €		
		815598,94 €		

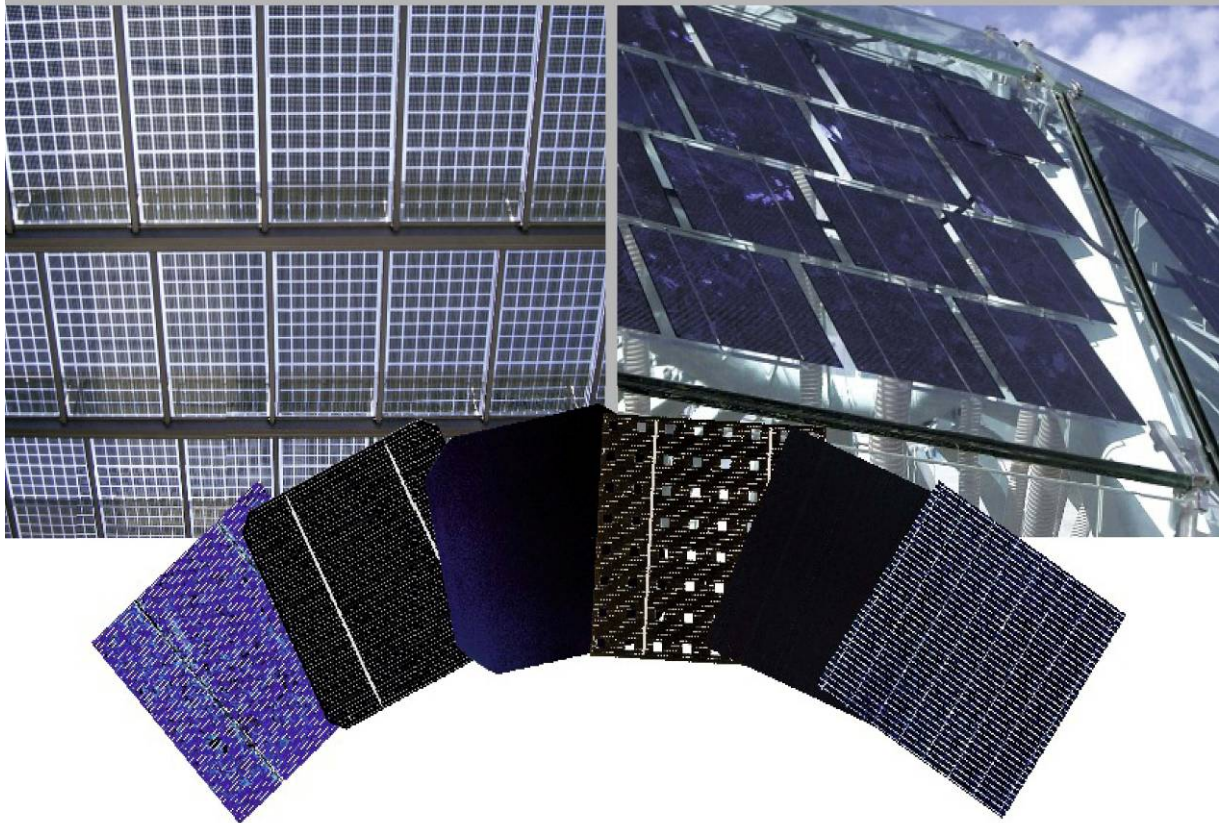
Gewinn nach 20 Jahren	346509 €
Point of Break Even	nach 12,3 Jahren

ANHANG II

Zelltypen Cell types

Gestaltungsvielfalt
für Ihr PV-Modul

- Polykristallin
- Monokristallin
- Monokristallin hoch effizient
- Monokristallin semi-transparent
- Dünnschicht



Design variety
for your PV-module

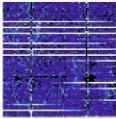




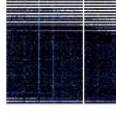
ertex solar

ERTL GLAS AG / ertex solar
A-3300 Amstetten, Peter-Mitterhofer-Straße 4
Tel: +43/7472/28260, Fax: +43/7472/28260-629
info@ertex-solar.at · www.ertex-solar.at

- Polycrystalline
- Monocrystalline
- Monocrystalline high efficient
- Monocrystalline semi transparent
- Thin film

Zelltypen Cell types

ertex solar

	Zelltyp cell type	Abmessungen Dimensions	Effizienz Efficiency	W/m ²	W/Zelle W/cell
	Polykristallin Polycrystalline	156 x 156 125 x 125	16%	120	1,46 - 3,85
	Monokristallin Monocrystalline	156 x 156 125 x 125	18%	130	2,60 - 4,02
	Monokristallin – hoch effizient Monocrystalline – high efficient	125 x 125	21%	155	2,90 - 3,11
	Monokristallin – semi-transparent Monocrystalline – semi transparent	125 x 125	17%	105	1,90 - 2,20
	aSi Dünnschicht OPAK® aSi thin film OPAK®	576 x 976	5%	50	32
	aSi Dünnschicht THRU® 10% od. 20% aSi thin film THRU® 10% or 20%	576 x 976	4%	40 - 45	27

Unterschiedliche Zellfarben auf Anfrage und entsprechende Stückzahl / Various cell colors on your request and according cell numbers

Ihre Notizen / Your notes

Änderungen vorbehalten / Specifications subject to change without notice

Richtpreise Stand Maerz 2010

info@ertex-solar.at - Tel. +43/7472/28 260-0



Leistung W / m ²	Zelltyp	Dünnglas	VSG	VSG-Iso 1.1	VSG 2-Iso 1.1	VSG-Iso 0.5	VSG 2-Iso 0.5
120 W/m ²		 3,6 €/Wp 399 €/m ²	 4,6 €/Wp 502 €/m ²	 5,3 €/Wp 580 €/m ²	 6,2 €/Wp 675 €/m ²	 6,6 €/Wp 718 €/m ²	 7,1 €/Wp 777 €/m ²
130 W/m ²		 3,6 €/Wp 421 €/m ²	 4,5 €/Wp 528 €/m ²	 5,2 €/Wp 606 €/m ²	 6,0 €/Wp 701 €/m ²	 6,4 €/Wp 744 €/m ²	 6,9 €/Wp 803 €/m ²
105 W/m ²		 5,1 €/Wp 485 €/m ²	 5,9 €/Wp 567 €/m ²	 6,8 €/Wp 645 €/m ²	 7,7 €/Wp 740 €/m ²	 7,9 €/Wp 753 €/m ²	 8,8 €/Wp 842 €/m ²
155 W/m ²		 4,4 €/Wp 636 €/m ²	 5,2 €/Wp 746 €/m ²	 5,6 €/Wp 805 €/m ²	 6,3 €/Wp 900 €/m ²	 6,4 €/Wp 913 €/m ²	 7,0 €/Wp 1002 €/m ²
		<div> <div>Glas ESG oder TVG</div> <div>PVB Folie</div> <div>Photovoltaik</div> <div>Low-E Beschichtung</div> </div> <div> <div>Glas ESG oder TVG</div> <div>PVB Folie</div> <div>Photovoltaik</div> <div>Low-E Beschichtung</div> </div>					

Preis in € / m² inkl. 10% Projektrabatt, bei einer Abnahme von 1 Stk. und einem Format von 1.00 x 1.00 m
Sonderanwendungen wie Siebrück, Vollemail, Lochbohrungen, Schrägschnitte, etc. sind möglich aber nicht im Preis enthalten.
Standardbelegung mit einem Zellabstand von mind. 5 mm.

Gesprächsnotiz 001

Hr. Hopfinger

Telefonat und Mail am 22.09.2010 11:00

Für Deine Arbeit kann ich Dir ca. Richtpreise geben:

- E30 Einfachgläser (z.B. PYROSWISS 6mm) liegen bei ca. 80€/m²
- E30/EW30 Interlayer Produkte liegen bei ca. 130 bis 160€/m²
- EI30 Interlayer Gläser liegen bei ca. 200€/m² (auch wenn manche Mitbewerber Kampfpreise bis auf 140€/m² machen!)
- EI60 Interlayer Gläser liegen bei ca. 350-400€/m²
- EI90 Interlayer Gläser liegen bei ca. 600 bis 800 €/m²

Das sind sehr grobe Richtwerte mit deren Hilfe man aber die Kosten abschätzen kann. Iso Aufpreise ca.:

- 4mm Float mit Wärmeschutz ca. 50,00€/m²
- 4mm ESG mit Wärmeschutz ca. 73,00€/m²
- 9mm VSG Float mit Wärmeschutz ca. 93,00€/m²

Thomas HOPFINGER

VETROTECH Saint-Gobain Central & Eastern Europe

a Branch of Vetrotech SG Int. AG

Siegfried-Marcus-Str. 1, 4403 Steyr; FN 218145b; LG Steyr



Gesprächsnotiz 002

Hr. Schmidt

Telefonat am 29.11.2010 (ca. 14:00)

Modulpreis Schott ASI Tru zwischen 300 und 400 Euro / m²

Stückzahlen Asyis 2 Schott ==> Elektronik ==> Anschlussdose

==> 1,4m² Moduloberfläche erzeugt 100 Wp ==> für 1kWp benötigt man 10 Module ==> ca. 4000€

nahezu keine Temperatur Abhängigkeit → gut für Gebäudeintegration
Beschattung auch kein Problem

SCHOTT Solar AG

Hattenbergstr. 10

55122 Mainz

Tel.: +49 (0)6131/66-14099

Fax: +49 (0)6131/66-14105

solar.sales@schottsolar.com

www.schottsolar.de



Gesprächsnotiz 003

Hr. Bayer

Telefonat am 08.12.2010 13:00

Kosten der Direktabschaltung:

Nachrüstung 4-7 % der Anlagekosten, bei großen Anlagen 4%

Kann mit allen Modulen durchgeführt werden.

Bei Planung im Vorhinein ca. 12-14 Euro pro Modul!! Modulpreise ca. dabei ca. 400€

Bei der Reinigung und bei der Installation kann strangweise abgeschaltet bzw. installiert werden.

Versicherungskosten werden nicht bezahlt, wenn Feuerwehr nicht löschen konnte, Feuerwehren fordern gesetzliche Vorschreibung der Direktabschaltung

Dipl.-Ing. B. Bayer

Dw: 05933/ 92 48 -21

Ihr SolteQ - Team

GmbH

Abt. Produktentwicklung / Produktion

Willesch 6, Gewerbegebiet

D-49779 Oberlangen

Tel: 05933/ 92 48-0

Fax: 05933/ 92 48-29

Email: info@solteq.eu

Homepage: www.SOLTEQ.eu



Gesprächsnotiz 004

Hr. Lang

Mail und Telefonat am 13.12.2010 18:00

Preise für Gläser (€/m²)

Isolierglas 6 Float / 16 / 4 Float 1	25,00 / m ²
+ Außen ESG	15,00 / m ²
+ Innen oder Außen 8,76 VSG	27,00 / m ²

3 fach Isolierglas (SZR 12)

6 Float 1.1/ 12 / 4 Float / 12 / 6 Float 1.1	37,00 / m ²
--	------------------------

Andreas Lang

Vertrieb Inland

ECKELT GLAS GMBH

FBG Steyr FN 11 8661b

A-4400 Steyr, Resthofstr. 18

T +43/7252/894-1134

F +43/7252/894-24

a.lang@eckelt.at

www.eckelt.at

